



**LES SCÉNARIOS ÉNERGÉTIQUES DE LA FRANCE
2010-2020, Annexes du Rapport présidé par Pierre
Boisson au Commissariat général au plan: Les chemins
d'une croissance sobre, 1998.**

Olivier Godard

► **To cite this version:**

Olivier Godard. LES SCÉNARIOS ÉNERGÉTIQUES DE LA FRANCE 2010-2020, Annexes du Rapport présidé par Pierre Boisson au Commissariat général au plan: Les chemins d'une croissance sobre, 1998.. 1998, pp.317- 404. hal-00622856

HAL Id: hal-00622856

<https://hal.science/hal-00622856>

Submitted on 12 Sep 2011

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

in Commissariat Général du Plan, *Énergie 2010-2020 - Les chemins d'une croissance sobre. Rapport du groupe présidé par Pierre Boisson*. Paris, La Documentation Française, septembre 1998, pp. 317- 404.

Annexe 1

LES SCÉNARIOS ÉNERGÉTIQUES

DE LA FRANCE 2010-2020

Olivier Godard ¹

CNRS

Introduction

La scène énergétique mondiale, européenne et française est en train de vivre plusieurs bouleversements institutionnels et économiques qui auront des répercussions sur les choix techniques et le développement des filières : privatisation et ouverture des marchés de l'électricité et du gaz à la concurrence ; modification des termes de la compétitivité relative entre filières de la production électrique, en particulier entre le gaz et le nucléaire ; grandes manœuvres industrielles autour des services énergétiques, mêlant les grands opérateurs classiques à de nouveaux venus ; premiers pas d'une prise en compte pratique du risque climatique planétaire résultant des émissions de gaz à effet de serre, avec ses contraintes pesant sur la croissance admissible de la demande et ses effets sur la hiérarchie des sources d'énergie.

(1) La préparation de cette synthèse a bénéficié du concours de François Moisan, Président de l'atelier A2, directeur à l'ADEME, Richard Lavergne, secrétaire général de l'Observatoire de l'énergie, DGEMP et Laurent Viguié, chercheur à l'IEPE.

C'est dans ce contexte que l'Atelier A2 a entrepris d'élaborer des bilans énergétiques pour la France aux horizons 2010 et 2020 et d'explorer les perspectives énergétiques du pays. Du point de vue de la structure des bilans quantitatifs, ces dernières paraissent malgré tout, à l'horizon 2010, assez prévisibles et proches de la situation énergétique actuelle. Cela tient à l'inertie des comportements et des équipements, à la part captive des marchés, limitant les usages vraiment concurrentiels, à la situation d'abondance à court terme de l'offre énergétique et au cycle de vie de l'équipement électronucléaire en France. En revanche, l'avenir se présente de façon beaucoup plus incertaine à l'horizon 2020. L'imprévisibilité de la scène énergétique mondiale, la convergence croissante des coûts des différentes filières de production de l'électricité, les changements institutionnels et organisationnels en cours dans le secteur énergétique, qui ne donneront leurs pleins effets qu'à partir de 2010, l'amorce du remplacement du parc électronucléaire français, la trajectoire de la Convention internationale sur le changement climatique ou les transformations possibles du secteur des transports (progrès technique, modification en profondeur de l'action publique et mutation des comportements), tous ces facteurs concourent pour faire de l'horizon 2020 un objet de prospective plus que de prévision.

Par ailleurs, les pôles d'impulsion stratégique dans le domaine de l'énergie se sont multipliés. L'action gouvernementale nationale doit désormais trouver sa place au sein d'un ensemble plus large d'actions et de décisions concourant à transformer le paysage énergétique. Les autorités communautaires européennes, les grands opérateurs publics et privés, les collectivités locales sont des acteurs à part entière d'une politique énergétique qui n'est plus l'apanage des seuls pouvoirs publics nationaux. Ceci étant, ces derniers disposent toujours de responsabilités éminentes et de moyens considérables pour orienter ou corriger les évolutions en cours, prendre part à des négociations plus larges au niveau européen ou international et mettre en place les mécanismes d'action réglementaires, financiers, ou économiques permettant d'assurer le relais de certaines préoccupations publiques auprès des agents décentralisés.

Au moment de réfléchir sur leurs nouveaux rôles et sur les nouvelles priorités de l'action publique dans le domaine de l'énergie, il était utile d'approcher la prospective énergétique du pays de façon à faire ressortir la dimension proprement socio-politique des options techniques et économiques que la France aura à prendre d'ici 2020.

L'atelier A2 a opté pour une méthode d'exploration de l'avenir qui reconnaisse sans biaiser le caractère ouvert et incertain de ce dernier. Cela disqualifiait une approche reposant sur la seule projection de tendances passées estimées par des

méthodes économétriques. C'est le sens de la construction de trois scénarios énergétiques, dont aucun n'est tendanciel, qui correspondent à différentes évolutions possibles de la société française et des sociétés européennes et occidentales qui sont nos principaux partenaires au sein de l'Union européenne et de l'OCDE. Ces scénarios ne sont pas directement construits autour de politiques publiques alternatives mais plantent différents contextes plausibles d'évolution de la société française d'ici 2020 en fonction desquels les différents acteurs actuels de la scène énergétique, et parmi eux les pouvoirs publics français, ont à concevoir leurs stratégies. A ces évolutions de société contrastées correspondent en particulier des changements du regard porté sur le rôle de l'État, s'agissant à la fois du contour de ses domaines d'intervention légitime et du choix des modalités de son action. C'est pourquoi les scénarios envisagent, concomitamment aux évolutions quantitatives synthétisées dans les bilans énergétiques, une différenciation des modalités de l'action publique.

La priorité étant donnée à l'exploration des conséquences énergétiques de trois orientations socio-politiques différentes, un jeu unique d'hypothèses concernant la croissance économique et démographique et les prix internationaux de l'énergie a été adopté pour encadrer l'exercice. Ce n'est donc pas la saisie des effets mécaniques des variations des taux de croissance ou des prix internationaux de l'énergie qui a été placée au centre intellectuel des scénarios, mais bien les interrelations entre variables socio-institutionnelles, transformations économiques et choix techniques. Les déterminants classiques ne sont pas devenus négligeables pour autant et continueront à avoir leur puissance d'impact. Il n'est cependant pas apparu prioritaire de placer leur étude au cœur de la démarche prospective suivie.

L'incertitude à prendre en compte ne trouve pas seulement son origine dans les ruptures ou transformations de la période. Depuis deux décennies, une controverse oppose les spécialistes de la modélisation économique des phénomènes énergétiques ; les tenants d'une approche technico-économique et ceux d'une approche économétrique articulée à des algorithmes d'optimisation font valoir leurs prétentions discordantes à expliquer les phénomènes énergétiques et à anticiper les évolutions à venir. Sans trancher entre les écoles, les travaux de l'atelier A2 se sont appuyés sur deux exercices principaux de modélisation sectorielle (MEDEE mis en oeuvre par ENERDATA et MIDAS mis en oeuvre par l'Université nationale technique d'Athènes) répondant chacun aux vues de l'une des écoles. Ce dispositif a été complété par le recours à des modèles plus spécialisés d'EDF et de l'Institut français du pétrole pour la production électrique et le raffinage.

Trois scénarios ont donc été construits :

- S1 (*Société de marché*) s'organise autour d'une réduction du niveau d'intervention économique de l'État et d'une redéfinition de ses modes d'action allant dans le sens d'une plus large confiance dans les mécanismes régulateurs de marché ; il s'accompagne également de la contraction de l'horizon temporel des différents acteurs, les pressions et sanctions concurrentielles conduisant ces derniers à accorder un poids plus important aux réalités du court terme.
- S2 (*État industriel*) correspond à une évolution dans laquelle l'État, rompant avec certaines évolutions récentes, entend redevenir interventionniste dans le domaine économique et industriel au nom d'une identification des intérêts à long terme de la nation avec la force et la compétitivité de son industrie ; la conception et la mise en œuvre des différentes politiques publiques ayant des implications dans le domaine de l'énergie, comme par exemple les politiques d'environnement, sont systématiquement appréhendées avec l'objectif de favoriser la compétitivité et l'essor de l'industrie française, tout en demeurant compatibles avec les règles européennes et celles de l'Organisation mondiale du commerce.
- dans S3 (*État protecteur de l'environnement*) l'État est prioritairement le gardien des valeurs de protection de la santé de la population, de prévention des risques technologiques, et de préservation de l'environnement aussi bien à l'échelle locale que globale ; il laisse donc davantage aux entreprises, aux organisations professionnelles et aux partenaires sociaux le soin de piloter les mutations économiques, dès lors qu'elles sont compatibles avec les objectifs et le cadre fixés par lui.

Ces trois scénarios ont été conçus pour être également plausibles, complets (tous les enjeux qui peuvent compter pour la politique énergétique sont considérés mais avec des poids relatifs différents) et cohérents. Leur validation a reposé à la fois sur le jugement d'experts au sein de l'Atelier et de groupes de travail sectoriels, et sur la modélisation économique. Dans son inspiration socio-politique de départ, aucun de ces scénarios n'est « tendanciel » ; aucun ne peut être considéré comme « plus probable » qu'un autre, même si, de par la nécessité logique, le bilan quantitatif de l'un d'entre eux en 2020 (en l'occurrence S2) doit bien être encadré par les deux autres.

Dans cette synthèse nous avons opté pour une présentation sectorielle des bilans énergétiques prospectifs, de façon à faciliter la comparaison des résultats des trois scénarios. On présentera d'abord succinctement les hypothèses communes aux scénarios. On analysera ensuite successivement l'évolution des consommations

finales d'énergie des grands secteurs que sont l'industrie, les transports et les secteurs résidentiel et tertiaire, puis les perspectives de la production d'électricité, du raffinage et des énergies non conventionnelles. La présentation s'achèvera par un commentaire stratégique des bilans prospectifs des émissions de CO₂ aux horizons 2010 et 2020.

1. Hypothèses générales communes

On suppose une croissance démographique en ralentissement après un plateau de dix ans de 1995 à 2005. Les taux annuels par période et la population sont détaillés dans le tableau 1

Tableau 1 : Évolution démographique

Période	1995-2005		2005-2010	2010-2015	2015-2020
Taux annuel	0,50%		0,40%	0,30%	0,18%
Années	1984	1992	2000	2010	2020
Population (M hab.)	55,0	57,4	59,4	61,7	63,5

Dans tous les scénarios, la croissance économique se réalise à un taux annuel moyen de 2,3%. Il est important de souligner qu'à la différence d'exercices antérieurs de prospective du Commissariat au Plan les scénarios ne se différencient pas sur le taux de croissance économique.

Le prix international du Brent est supposé s'élever d'un montant de 17\$ le baril en 1995 à 24\$ en 2005, en dollar constant 1995, pour demeurer à ce niveau jusqu'en 2020. Le prix international du gaz naturel atteindrait 3,3 \$/Mbtu en 2005 pour rester à ce niveau jusqu'en 2020. Cela correspond à une hypothèse de maintien de l'indexation du prix du gaz sur celui du pétrole brut. Le prix international du charbon se maintiendrait entre 40 et 50\$/t.

Le taux de change du dollar américain est supposé se maintenir à long terme à la valeur de 5,10 F.

Le taux d'actualisation utilisé pour les choix d'investissement énergétique et le calcul des coûts, notamment avec le modèle MIDAS, est fixé à 8% pour S2 et S3 et 12% pour S1.

2. L'industrie

L'approche

D'un point de vue analytique, la consommation énergétique de l'industrie résulte de deux variables principales : le niveau d'activité et l'intensité énergétique. La première renvoie à des phénomènes macroéconomiques, aux demandes sectorielles et aux positions concurrentielles des entreprises. La seconde renvoie aux conditions techniques de la production et aux prix relatifs des différents facteurs de production. Compte tenu du poids particulier des industries grandes consommatrices d'énergie (IGCE), l'approche adoptée a distingué deux ensembles d'hypothèses selon que l'on considérerait les branches industrielles ou, de façon plus spécifique, les IGCE.

a) Le niveau d'activité des grandes branches de l'industrie a été défini de manière commune aux trois scénarios (tableau A1)¹. Cela reflète l'idée que, quelle que soient les évolutions plausibles de la société française, les changements que vont connaître les structures économiques de l'industrie seront bien moindres que les bouleversements observés en France ces vingt-cinq dernières années ; ils seront aussi relativement indépendants des différents contextes socio-politiques envisagés par les trois scénarios.

De même, les trois scénarios reposent sur des hypothèses identiques concernant la manière dont les changements de structure (développement, stagnation ou régression des branches) vont affecter l'évolution de l'intensité énergétique de la valeur ajoutée des grandes branches industrielles (tableaux A2 et A3).

b) Des hypothèses différenciées selon les scénarios ont été retenues pour les IGCE, tant pour l'évolution du niveau de production que pour celle de l'intensité énergétique, du fait d'une mobilisation plus ou moins complète des possibilités techniques de réduire les consommations énergétiques. Le tableau A4 précise les hypothèses retenues quant au niveau de production des IGCE.

Hypothèses concernant les IGCE

La production d'acier à l'oxygène est supposée se maintenir dans le scénario S2 tandis qu'elle chute de 30% dans S1 et S3 où aucune intervention publique ne vient entraver la pénétration de techniques alternatives (acier électrique). La baisse de la production d'ammoniac postulée sur la période 1995-2020 est de 25% dans S1 et S2. Elle est encore plus prononcée dans S3 (-30%) en raison de

(1) Les tableaux désignés « A/... » sont regroupés à la fin du document.

l'anticipation d'une moindre demande d'engrais azotés freinée par les contraintes de préservation de la qualité des nappes phréatiques. L'accroissement de la production de chlore et d'éthylène est significatif dans S1 et S2, bien que supérieur dans S2 : la production de chlore y suit la croissance économique (+2,3%/an), tandis que la production d'éthylène lui est supérieure (+2,6%/an). S3 table sur une stabilisation de la production du chlore au niveau de 1995 pour des raisons environnementales. Contrairement à S1, la baisse de la production de ciment enregistrée dans la période 1995-2010 est enrayée en 2020 dans S2 et S3 du fait du niveau soutenu de la construction dans ces deux scénarios. Enfin, la production de l'industrie du papier est amenée à doubler entre 1995 et 2020, quel que soit le scénario envisagé.

Ces hypothèses de production sont soumises à de fortes incertitudes qui ne sont pas liées aux scénarios mais à des facteurs plus spécifiques, variant selon les branches, tels que le cours du dollar, les prix relatifs de l'électricité en France et dans d'autres pays, les pressions à l'importation en provenance de la rive Sud de la Méditerranée, etc.

La combinaison des hypothèses communes relatives aux évolutions des grandes branches de l'industrie et des hypothèses différenciées concernant les IGCE débouche sur les bilans énergétiques du secteur industriel reproduits dans le tableau A5.

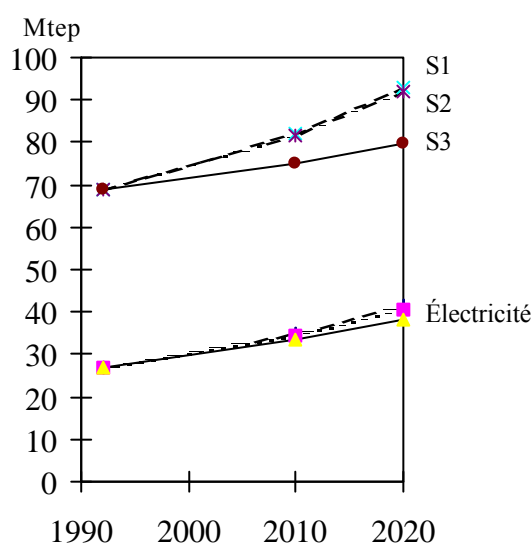
Les résultats : la consommation totale de l'industrie

L'évolution de la consommation totale de produits énergétiques de l'industrie diffère peu entre S1 et S2, soit une augmentation proche de 34% entre 1992 et 2020. Cette dynamique passe par une modification de la structure des consommations, notamment une substitution du charbon par de l'électricité : l'électricité gagne 5 points (de 39% des consommations totales en 1995 à 44% en 2020) tandis que le charbon en perd autant (de 12% à moins de 7% du bilan). Avec une progression plus limitée sur l'ensemble de la période (+16%), S3 réalise une "économie" d'environ 12 Mtep par rapport aux deux autres scénarios en 2020. Cet écart s'explique par une croissance beaucoup plus faible de la consommation de pétrole (+4%) et de gaz (+14%), ainsi que par une réduction plus forte de la consommation de charbon (-36%) à l'horizon 2020.

Dans tous les scénarios, l'intensité énergétique diminue, même dans S1 où l'on n'a postulé aucun progrès particulier de l'efficacité énergétique des IGCE. Cette diminution est d'environ 15% pour S1 et 30% pour S3. Pour S1 cela tient aux modifications de structure, mais surtout au fait que la valeur ajoutée augmente

sensiblement plus que les productions physiques exprimées en tonnes. Tout en incorporant davantage de progrès technique d'efficacité énergétique, S2 conduit à une consommation énergétique proche de celle de S1, mais avec un niveau supérieur d'activité industrielle dans les IGCE. Sans surprise, en combinant une activité moindre pour certaines IGCE et une plus grande exploitation des techniques les plus économes d'énergie, S3 parvient à une décroissance nettement plus rapide de l'intensité énergétique que les deux autres scénarios.

Figure 1
Consommations énergétiques de l'industrie



3. Les transports

Les logiques qui animent le développement du secteur des transports sont très largement des logiques internationales et européennes. C'est le cas de l'abord des marchés par les constructeurs automobiles, de la négociation des normes de performance en matière de consommations unitaires et d'émission de polluants ou des facteurs sous-jacents à la formation d'une demande de transport. Il est particulièrement difficile d'imaginer pour la France des évolutions qui ne seraient pas partagées ou coordonnées au niveau communautaire.

Cette donnée internationale et communautaire pèsera sur l'évolution de la fiscalité puisqu'il apparaît désirable à la plupart des gouvernements des différents pays européens de parvenir à une harmonisation progressive de la fiscalité sur les

carburants. Elle jouera également sur les programmes d'investissements dans de nouvelles infrastructures de transports collectifs (extension du réseau TGV).

Dans le scénario S1, ni la maîtrise des consommations pétrolières ni la valorisation du patrimoine nucléaire dans les transports ne sont des priorités des pouvoirs publics. D'un point de vue stratégique, la « société de marché » (S1) laisse le devenir du secteur des transports aux initiatives des principaux opérateurs et groupes industriels. Tel n'est pas le cas dans un « État industriel » qui accorde une importance particulière au développement des différents modes de transport en raison du rôle de ce secteur pour le développement industriel du pays (rôle passé de l'industrie automobile), pour la détermination de la consommation pétrolière nationale et pour les investissements en infrastructures (autoroutes, TGV, ...). Dans l'optique d'un « État protecteur de l'environnement » (S3), les politiques publiques mises en place s'inscrivent dans la durée longue et visent à la fois à maîtriser les flux de transport et les dépenses énergétiques et à contrôler la pollution atmosphérique.

3.1 Hypothèses

Les trois scénarios agencent des évolutions différentes de la fiscalité des carburants et de la politique des transports. S1 intègre une baisse moyenne de la fiscalité assurant la résorption progressive des distorsions existantes entre la fiscalité de l'essence et celle du gazole. C'est pourquoi la baisse de la fiscalité se concentre sur la TIPP sur l'essence (au taux annuel de -0,5%, engendrant une baisse de 13% sur 25 ans), alors que la fiscalité sur le gazole reste stable. S2 repose au contraire sur un relèvement progressif de la fiscalité sur le gazole destiné aux voitures particulières (+1,1% par an d'ici 2020, soit +31% en 25 ans) accompagné du maintien du niveau actuel de fiscalité pour l'essence et le gazole destiné aux poids lourds et véhicules utilitaires de façon à ne pas alourdir la charge fiscale nette pesant sur le transport routier. Contrairement à S2, S3 intègre non seulement une augmentation progressive de la fiscalité du gazole mais aussi une élévation de celle de l'essence. La première (+3%/an) est supérieure à la seconde (+1,3%/an) de manière à corriger les distorsions entre les deux carburants. Le rattrapage fiscal se traduit par une forte réduction de la proportion des voitures particulières neuves au diesel (20% seulement en 2020) et par une entrée significative des énergies alternatives (10% du marché en 2020).

Contrairement à S1, l'État assure dans S2 et S3 un respect effectif des réglementations en vigueur tant pour les limitations de vitesse que pour la législation du travail dans le transport routier de marchandises. On suppose en outre dans S3 l'adoption de mesures réglementaires et incitatives diverses visant à

limiter les vitesses de pointe et à orienter la demande vers les véhicules les plus économes en énergie.

S'agissant des infrastructures, S1 et S2 incorporent une forte croissance du réseau autoroutier (doublement entre 1995 et 2020, soit 14.000 km en 2020). L'orientation générale de S3 n'empêche pas le transport routier de demeurer le mode de transport dominant à l'horizon 2020. Le réseau continue d'être développé (12.000 km en 2020) notamment pour des raisons de sécurité et d'écoulement d'un trafic de poids lourds en croissance.

En application des décisions déjà prises, les lignes ferroviaires à grande vitesse connaissent une croissance significative dans S1, passant de 700 km en 1992 à 2000 km en 2020. Cette croissance est plus importante dans S2 avec 3200 km en 2020. Le réseau atteint 4500 km en 2020 dans S3.

Les scénarios reposent également sur des hypothèses distinctes en matière d'évolution du coût moyen du transport routier de marchandises. On suppose en effet que ce dernier connaît une légère baisse dans S1 (-5,5% sur la période 1995-2020), une faible augmentation dans S2 (+3,4% sur la période) et une augmentation sensible dans S3 (+24,8% sur la période).

Malgré le postulat d'une évolution identique, dans les trois scénarios, du parc de voitures particulières et de véhicules utilitaires (voir le tableau 2), la croissance du trafic des voitures particulières diffère sensiblement d'un scénario à l'autre. Elle est appelée à se poursuivre à un rythme soutenu jusqu'en 2020 dans S1 (+1,6%/an) et dans S2 (+1,5%/an), tandis qu'elle reste très en deçà de la croissance économique dans S3.

Tableau 2
Évolution du parc de véhicules (millions de véhicules)

Parc	1984	1992	2010	2020	%2020/1992
VP	20,7	24,1	31,3	34,4	+43%
VUL	3,2	4,4	7	9,2	+109%

Ceci étant, deux grandes questions ressortent du travail de l'Atelier A2 car elles ont une influence majeure sur les bilans énergétiques de ce secteur à l'horizon 2020 : l'influence du progrès technique sur les consommations unitaires des véhicules ; le partage entre essence et diesel.

3.2 Le progrès technique et les consommations unitaires

Certaines vues prospectives tablent sur des progrès très importants des consommations unitaires des véhicules. Les constructeurs rivalisent d'effets d'annonce en ce domaine et présentent certains nouveaux modèles aux performances énergétiques sensiblement améliorées, mais l'essentiel semble encore à venir. Il est tout à fait exact que tels progrès soient possibles puisque de nombreuses technologies sont disponibles. On doit cependant se garder de transposer trop rapidement les gains annoncés sur tel ou tel modèle aux performances moyennes de l'ensemble du parc. Que des progrès soient possibles ne signifie pas qu'ils seront concrétisés ou que leur effet sur les bilans ne sera pas contrebalancé par d'autres évolutions. L'expérience des décennies précédentes atteste de la puissance potentielle de cet effet de neutralisation. Il est par exemple intéressant de noter que l'intensité énergétique du secteur des transports (ratio de la consommation énergétique du secteur sur le PIB marchand) est passée de l'indice 90 en 1970, avant les chocs pétroliers, à l'indice 92 en 1986 pour se situer encore à l'indice 95 en 1996. Dans le même temps l'intensité énergétique de l'industrie passait de l'indice 105 en 1970 à l'indice 59 en 1995¹. Cependant les consommations moyennes aux 100 km ont diminué de 1990 à 1997, passant d'une valeur moyenne de 8,4 litres à 7,75 litres². On voit bien qu'entre l'effet direct du progrès technique et les consommations totales du secteur s'intercalent un certain nombre de variables qui modulent de façon importante les gains qui pourraient résulter du progrès technique.

La majorité de ces variables tendent à neutraliser l'impact du progrès technique sur les consommations énergétiques effectives du parc :

- *l'ouverture du marché automobile français* à de nouveaux entrants en provenance de pays émergents, proposant des véhicules de faible prix, mais ne bénéficiant pas des dernières technologies ;
- *l'effet additionnel d'un progrès technique « non autonome »*, induit soit par des programmes spécifiques de R & D impulsés par les pouvoirs publics, soit par la perspective d'une augmentation continue et prévisible de la fiscalité sur les carburants ou sur les véhicules de grosse cylindrée ;

(1) Voir l'édition 1997-1998 des **Tableaux des Consommations d'Énergie en France** publiée par l'Observatoire de l'énergie.

(2) Voir « La consommation de carburant des voitures particulières en France », **Énergies et matières premières** (3), 1^{er} trimestre 1998.

- *l'enrichissement des fonctions auxiliaires* (climatisation, ...) des véhicules, fonctions qui ne sont pas prises en compte dans les calculs de consommation unitaire normalisée ;
- *le positionnement en gamme des consommateurs* et le profil moyen en poids et puissance de chaque position dans la gamme ; même si tous les véhicules d'une gamme ont une consommation unitaire décroissante, il est possible que la consommation unitaire moyenne du parc soit en augmentation, cela étant attribuable à un mouvement général de « montée en gamme » ;
- *l'impact des prix des carburants sur l'offre des constructeurs* ; l'élasticité prix à moyen terme (5 ans) de cette offre (jouant de la modulation des performances des nouveaux véhicules offerts) est sensiblement plus élevée (-0,4) que l'élasticité prix à court terme des automobilistes (entre -0,1 et -0,2), qui enregistre les adaptations de comportement à véhicule donné ;
- *l'arbitrage réglementaire entre les priorités locales ou planétaires* en matière d'environnement, puisque les solutions technologiques envisagées pour réduire des émissions de polluants locaux (NOx) ont souvent pour contrepartie une augmentation relative des consommations unitaires et, par suite, des émissions de gaz à effet de serre ;
- *l'évolution du trafic* ; en réduisant le coût d'usage des véhicules, la réduction des consommations unitaires diminue, toutes choses égales par ailleurs, le coût généralisé d'usage de ces véhicules et contribue à générer des trafics additionnels ; au-delà de cet effet, la croissance économique engendre évidemment une croissance des flux de transports.

Le tableau 3 rappelle les hypothèses techniques qui traduisent la prise en compte de ces facteurs dans les scénarios.

Tableau 3
Facteurs d'évolution de l'efficacité énergétique des véhicules neufs
(en taux de croissance annuel moyen)

	S1	S2	S3
1 Progrès technique autonome	+0,5	+0,5	+0,5
2 Entrants de pays émergents	-0,05	0,0	0,0
3 Programmes de R & D	0,0	+0,1	+0,3
4 Enrichissement des fonctions	-0,15	0,0	0,0
5 Effet de gamme, poids, puissance	-0,2	-0,1	+0,2
Ensemble	+0,1	+0,5	+1,0

3.3 Le partage essence/diesel

Le partage entre une motorisation à l'essence et au diesel est une question d'actualité. A-t-elle un avenir à l'horizon 2020 et quel peut être cet avenir ? Il est assuré que les prochaines années enregistreront une progression plus forte des consommations totales de gazole que d'essence dans la mesure où les immatriculations récentes ont fait une place au diesel (environ 45 %) nettement supérieure à sa part dans le parc et que ce mouvement ne sera pas stoppé d'un coup. Cependant, à plus long terme on peut escompter une stabilisation de la demande de diesel, indépendamment des controverses récentes sur la pollution du carburant ou sur les avantages fiscaux non justifiés dont il bénéficie. En effet tous les « gros rouleurs » sont aujourd'hui diésélisés. Du côté de l'offre, le durcissement des normes d'émission de polluants va renchérir le coût de ce type de motorisation. La part du diesel dans les immatriculations a déjà été ramenée à 39 % en 1996.

Ces phénomènes de stabilisation ne signifient pas que le diesel est engagé dans une phase de régression. Le différentiel de fiscalité, considérable, est de nature à maintenir au diesel une proportion élevée du parc. La résorption de cette distorsion fiscale réorienterait les usagers vers une motorisation à l'essence.

La prise en compte de ces divers phénomènes s'est traduite dans les scénarios par la répartition des parts de marché détaillée dans le tableau 4.

Tableau 4
Part du diesel en 2020 (nouveaux véhicules)

Motorisation diesel	S1	S2	S3
Voitures particulières	45 %	35 %	20 %
Véhicules utilitaires légers	90 %	90 %	90 %

3.4 Bilans des consommations de carburants en 2010 et 2020

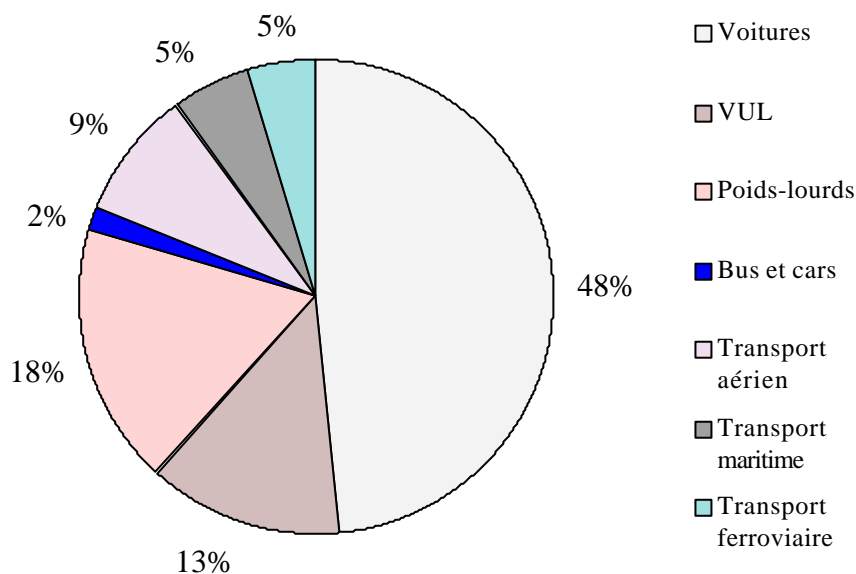
C'est en prenant en compte l'influence escomptée de l'ensemble des variables mentionnées plus haut que les trois scénarios élaborés par l'atelier A2 font ressortir un tableau des consommations énergétiques du transport routier en décalage avec la vision commune selon laquelle des réductions importantes et générales des consommations vont atténuer fortement, sinon résoudre, les problèmes les plus aigus en matière de protection de l'environnement local ou de contribution à l'effet de serre. C'est ainsi que, dans les trois scénarios, la

consommation énergétique du secteur des transports est destinée à s'accroître, même si c'est avec un taux de croissance qui se différencie nettement d'un scénario à l'autre. Avec S3, la croissance des consommations se ferait à un taux annuel moyen de 0,8 %, alors qu'avec S1, ce taux serait de 1,85 %, et avec S2 de 1,5 %.

Les deux modèles utilisés MEDEE et MIDAS ont donné des résultats très convergents concernant les évolutions globales des consommations selon les scénarios, même si MIDAS est systématiquement au dessus de MEDEE et si les modèles ont divergé quant à la part du gazole.

Les principaux résultats obtenus sont présentés dans les tableaux 5 et A6 et illustrés dans les figures suivantes.

Figure 2
Ventilation des dépenses énergétiques des transports 1992



Le scénario S1 se traduit par une forte augmentation des consommations totales entre 1992 et 2020 (+65,5% sur la période, soit un taux moyen de croissance annuelle de +1,8%/an). Cela est attribuable notamment à l'hypothèse de faible impact net, sur les consommations moyennes du parc, du progrès technique touchant aux consommations unitaires des véhicules neufs et à la baisse sensible de la part de leur revenu que les consommateurs doivent consacrer à leurs véhicules. La consommation totale du secteur augmente moins fortement dans le scénario S2 (+50,7%, soit un rythme annuel de +1,5%). Sur la base d'un

ensemble d'hypothèses traduisant l'attribution d'une véritable priorité politique à la transformation du système de transports et à la maîtrise des flux, la croissance de la consommation énergétique totale des transports est plus limitée dans S3 (+25% entre 1992 et 2020, soit une augmentation annuelle moyenne de +0,8%).

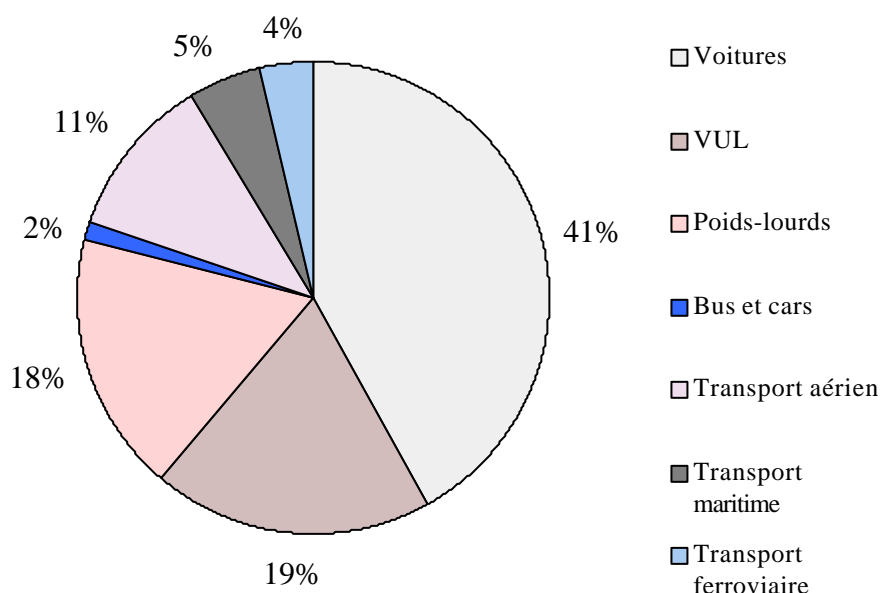
Concernant la structure du bilan, on remarquera la place prépondérante occupée par le transport routier dans tous les scénarios : autour de 80% de la consommation énergétique totale du secteur pour S1 et S2, et 73% pour S3. La progression la plus rapide est celle des véhicules utilitaires légers, comprise entre +50% et +100%.

Tableau 5
Évolution des consommations de carburants
(1992-2020)

TCAM (%)	S1	S2	S3
Essence et substituts (route) %	-0,25	-0,1	-0,55
Gazole et substituts (route) %	+3,1	+2,4	+1,1
Kérosène %	+2,4	+2,3	+2,3
Bilan énergétique %	+1,8	+1,5	+0,8

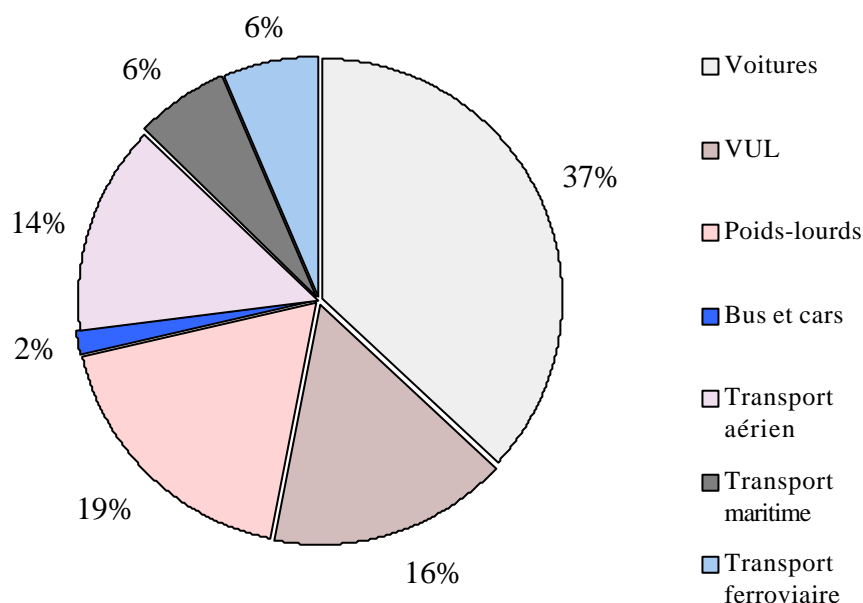
TCAM : taux de croissance annuel moyen

Figure 3
Ventilation des dépenses énergétiques des transports S1-2020



S1 enregistre une forte augmentation du poids du gazole à la fois dans les consommations des voitures particulières (de 28% en 1992 à 51,3% en 2020) et dans les consommations totales de la route (de 52,6% en 1992 à 73,6% en 2020). La tendance n'est pas renversée dans S2 malgré la politique fiscale mise en œuvre : le gazole y représente 41,6% des consommations des voitures particulières et 67,5% des consommations totales de la route en 2020. Contrairement aux deux premiers scénarios, S3 contient la progression de la part du gazole dans les consommations des voitures particulières (28,8% en 2020) et dans les consommations de la route (61,9% en 2020) ; l'augmentation de la fiscalité et le durcissement des contraintes réglementaires à visée de sécurité ou de protection de l'environnement y contribuent certainement.

Figure 4
Ventilation des dépenses énergétiques des transports S3-2020



On soulignera enfin le doublement des consommations du transport aérien dans tous les scénarios.

Il est intéressant, pour conclure, de faire ressortir les marges de variation que laissent apparaître les trois scénarios. Le tableau 6 donne les consommations de chaque mode de transport dans le scénario S3 en pourcentage des consommations attendues dans le scénario S1, et ce en fonction des deux modèles utilisés. Certes ces marges de variation ne sont pas identifiables à des marges de manœuvre dans la mesure où une partie des consommations fait corps avec le type de société que le scénario synthétise. En ce sens, on est en droit de

penser que les marges de manœuvre ouvertes aux politiques publiques sont, de façon réaliste, plus resserrées que ces marges de variation.

Figure 5
Croissance des dépenses énergétiques des transports de 1992 à 2020

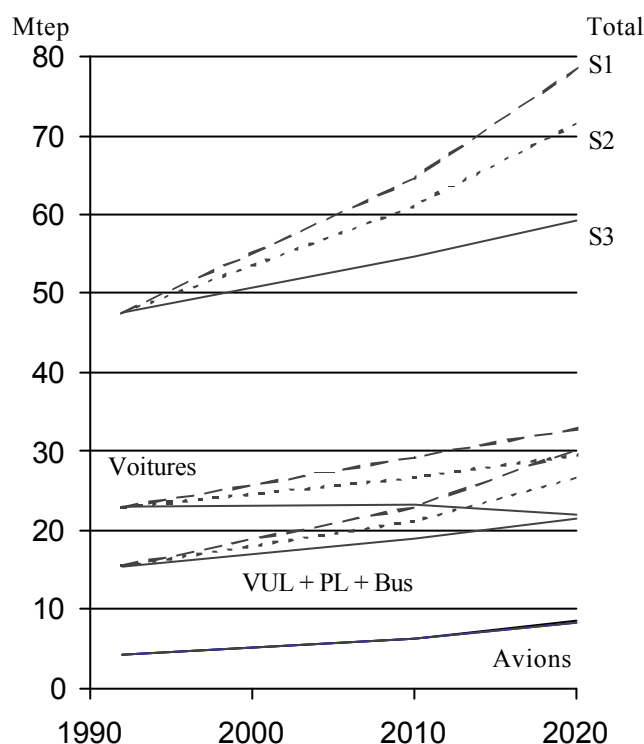


Tableau 6
Marges de variation des consommations entre S1 et S3
(écart de S3 à S1 comme pourcentage de S1 en 2020)

	MIDAS	MEDEE
Ensemble des transports	25%	24,5%
Route	-29%	-31,5%
Air	-2%	-2,3%
Fer	+12%	+36%

Les plus grandes marges se trouvent dans le transport par chemin de fer, car c'est le mode qui est techniquement le plus dépendant d'une volonté politique directe, en particulier du fait de sa dépendance vis à vis d'une politique publique

d'infrastructures. C'est aussi le mode qui est aujourd'hui le plus affecté par des facteurs multiples de difficulté (endettement, financement, poids des régimes de retraites, clientèle, productivité) qui sont susceptibles de limiter son développement.

L'inertie que manifeste le système de transport (une marge moyenne de variation de 25 % en quelque 25 ans) justifie que les responsables publics ne laissent pas le développement de ce secteur emprunter des bifurcations sur lesquelles il serait difficile de revenir ultérieurement. Elle commande aussi l'adoption de politiques précoces, constantes et de longue portée qui soient mises au service, non du développement maximum de l'offre de transport, assimilé à tort au « progrès », mais d'une maîtrise et d'une régulation de sa demande, de façon à permettre l'ajustement de l'offre aux objectifs des politiques du cadre de vie et à ceux, locaux et planétaires, de la protection de l'environnement.

4. Les secteurs résidentiel et tertiaire

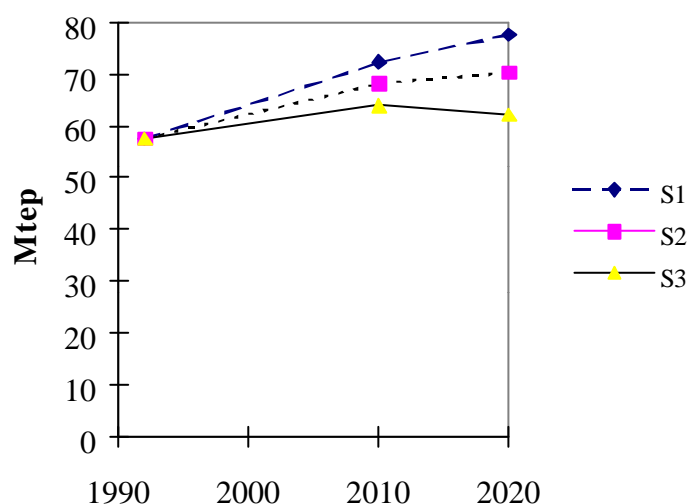
4.1 Le secteur résidentiel

Les consommations du secteur résidentiel sont influencées par quelques variables centrales dépendant du contexte démographique et macroéconomique et des évolutions techniques : la construction neuve ; les premiers équipements en chauffage central ; la taille et l'équipement du logement ; les performances thermiques des immeubles neufs et existants. Chacun des trois scénarios prend en compte des évolutions spécifiques de ces différentes variables.

Cependant, plusieurs éléments centraux sont communs aux scénarios. Ainsi le parc du logement s'accroît dans les mêmes proportions dans les trois scénarios, soit +22,6% entre 1992 et 2020 (tableau A7). Ce résultat masque des taux de remplacement inégaux. Ainsi la construction neuve s'établit dans S1 au rythme relativement limité de 220.000 logements sur 2010-2020 du fait du retrait relatif, au plan financier, de la puissance publique et de l'accroissement des écarts dans l'échelle des revenus dans ce scénario. En revanche, l'État ne se désengageant pas dans S2, la construction de logements neufs se maintient à un rythme plus soutenu de 300.000 unités. Avec 330.000 logements neufs par an, le taux de remplacement est encore plus élevé dans S3 où l'État a le souci d'améliorer les conditions de logement d'une partie de la population dont l'habitat se trouve dégradé.

L'approche retenue postule une même structure de parts de marché pour les usages concurrentiels de l'énergie dans les trois scénarios. Cependant, les parts de marché totales de chaque énergie ne sont pas des invariants des scénarios. Il existe en effet des facteurs structurels qui, par le biais des usages captifs, déterminent les parts de marché respectives. Ce sont le partage entre maisons individuelles et immeubles collectifs, et l'intensité de la construction neuve et de la réhabilitation par rapport au parc existant qui sont les principales variables explicatives des différences entre les trois scénarios. La part relative des maisons individuelles reste stable sur toute la période dans S3 (57%) en raison de la priorité de la collectivité pour un habitat moins consommateur d'énergie de chauffage, plus apte au chauffage urbain et requérant moins de mobilité urbaine. Elle s'accroît en revanche dans S1 et S2 pour atteindre 59% du parc total en 2020. Les mesures réglementaires de protection de l'environnement conduisent également à défavoriser dans les faits certaines énergies au bénéfice d'autres. Tout cela se traduit par un accroissement modéré de la part du gaz dans le neuf, passant de 42% en 1995 à 47% en 2020 dans le collectif, et de 30% à 40% pour les maisons individuelles. Gaz et électricité progressent aux dépens du charbon et, dans une moindre mesure, du fioul.

Figure 6
Dépenses énergétiques du secteur résidentiel



En moyenne, l'efficacité énergétique de l'ensemble des logements reste relativement stable dans S1 (une réduction totale de 1,3% entre 1992 et 2020). La consommation unitaire de chauffage des constructions neuves va même en s'accroissant à comportement constant (+5% entre 2010 et 2020) en raison d'un

relâchement dans l'application des normes de construction, d'un accroissement du confort thermique recherché et/ou d'un relâchement des comportements d'emploi de l'énergie. Les performances énergétiques de l'ensemble des logements s'améliorent de façon plus conséquente dans S2 sur la période (gain de 10%). Mais c'est dans S3, du fait de la politique très active de l'État dans le domaine du logement et de la maîtrise de l'énergie, (meilleur contrôle du respect des normes thermiques dans le neuf et soutien aux actions d'isolation et de rénovation dans l'ancien), que les performances énergétiques moyennes du logement progressent le plus (+21% entre 1992 et 2020).

Figure 7
Dépenses énergétiques par source du secteur résidentiel
en 1992

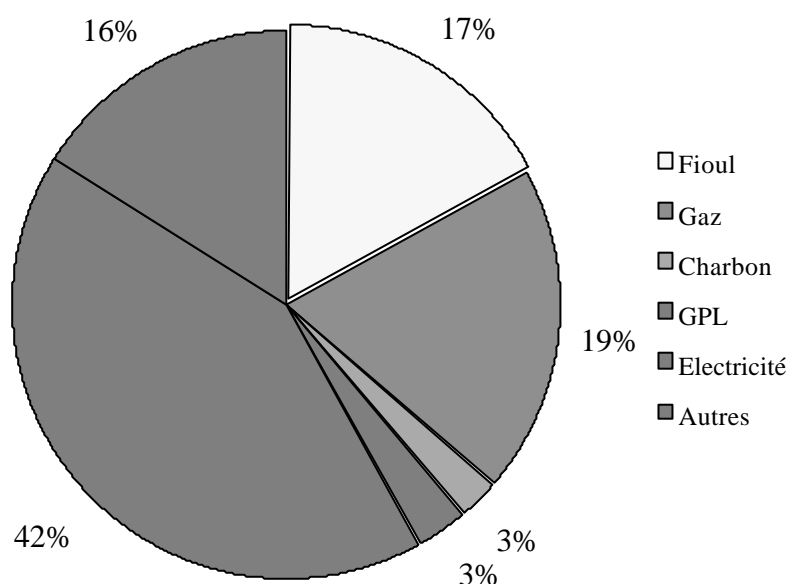
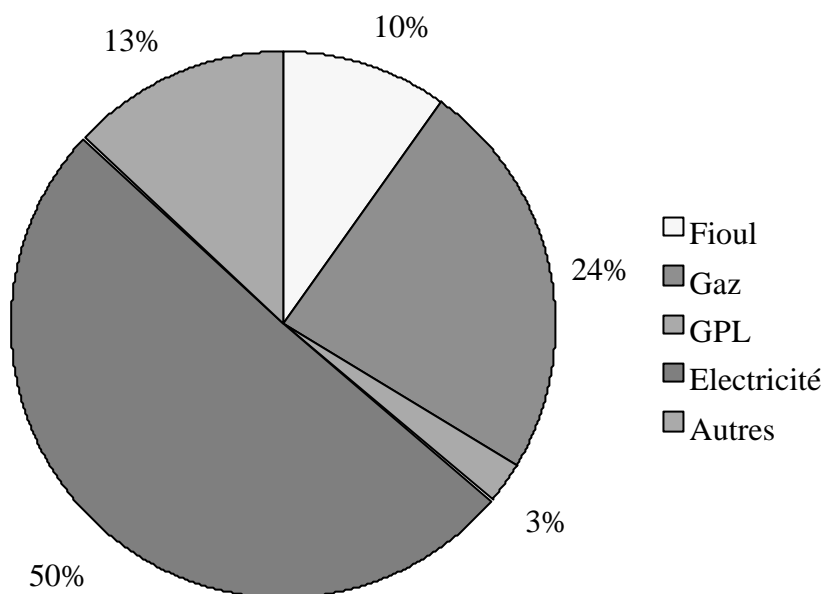


Figure 8
Dépenses énergétiques par source du secteur résidentiel en 2020-S3



Des variantes de parts de marché ont été testées sur les usages concurrentiels du gaz, du fioul et de l'électricité, c'est-à-dire quasi exclusivement sur les usages thermiques. Les principales marges de variation portent sur la part de l'électricité dans le chauffage. Un écart de plus de vingt points de pénétration (par exemple de 36% à 60% en parts de marché dans le collectif neuf pour le chauffage électrique) a été envisagé. Elles ne concernent cependant que les flux (neuf et rénovation). L'impact sur la marge de variation possible de la part du marché total du chauffage est de 7% pour l'électricité et de 4% pour le gaz en 2020. Si l'on rapporte cette marge à l'ensemble des usages, et non plus seulement au chauffage, l'impact final est de l'ordre de 5% pour l'électricité et de 2,9% pour le gaz.

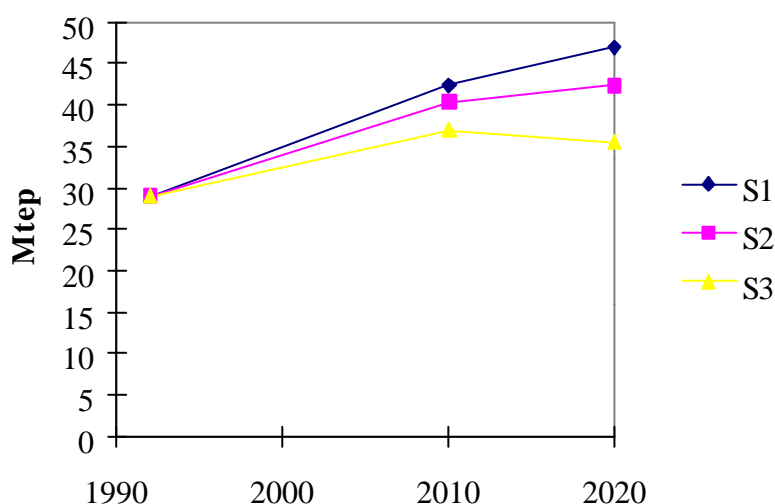
4.2 Le secteur tertiaire

L'atelier A2 a été conduit à peu différencier les hypothèses relatives à ce secteur, à l'exception de l'efficacité thermique des immeubles et des consommations spécifiques par emploi. L'indice d'isolation thermique en reste à son niveau de 1995 sur toute la période dans S1 et S2 alors qu'il passe dans S3 de l'indice 100

en 1995 à l'indice 80 en 2020 dans le parc existant en raison de la mise en oeuvre de programmes d'isolation thermique des bureaux et de l'indice 100 en 1995 à 85 en 2020 dans le neuf sous l'effet d'un durcissement des normes. La consommation électrique spécifique par emploi se réduit de 30% entre 1995 et 2020 dans S1 contre 40% dans S2 et 50% dans S3.

En fait, la dynamique énergétique propre au secteur tertiaire est mal connue car les données statistiques énergétiques intéressant ce secteur sont généralement confondues avec celles intéressant le secteur résidentiel. C'est donc à partir des parts de marché dans le résidentiel qu'ont été définies certaines hypothèses pour le secteur tertiaire. S'agissant des parts de marché dans le chauffage, deux variantes - n'emportant pas l'adhésion de l'ensemble des experts du groupe sectoriel compétent - ont été considérées. Elles étaient séparées d'environ 5 points pour ce qui concerne la pénétration du gaz en 2020. Cependant la variation des consommations respectives qui en a résulté est demeurée limitée à environ 3 %. Le tableau A11 donne les hypothèses de répartition du parc par mode de chauffage.

Figure 9
Dépenses énergétiques du secteur tertiaire



Les consommations totales par usage évoluent globalement dans le même sens que dans le secteur résidentiel (tableau A12). On constate dans les trois scénarios une augmentation significative des « autres usages thermiques » qui passent de 14% du bilan en 1992 à 22% dans S1, 26% dans S2 et 22% dans S3 en 2020.

5. La production d'électricité

5.1 Approche d'ensemble et hypothèses

De la demande finale aux choix d'équipements de production électrique

L'évaluation de la demande finale d'énergie aux horizons 2010 et 2020 permet d'identifier à rebours le volume requis pour la consommation finale d'électricité. Cependant l'estimation de la consommation primaire d'énergie capable de satisfaire la demande finale dépend d'une analyse des moyens de production d'électricité qui ont à être mobilisés. Cette analyse doit tenir compte du profil temporel de la demande dans la journée, la semaine, le mois, l'année. Il existe des usages continus pendant l'année comme la production de froid et d'autres usages correspondant à un faible taux d'utilisation des moyens de production électrique limitée aux pointes. Classées selon les durées d'appel pendant l'année, les consommations déterminent une fonction d'appel de puissance en fonction du temps. Le développement de l'offre optimale doit donc répondre à deux caractéristiques de la demande : un parc de production dont la capacité de réponse soit à la hauteur de la demande la plus élevée manifestée lors des pointes ; le choix avisé d'une combinaison de moyens de production adaptés à la couverture de segments différents de la demande d'électricité, en prenant en compte les coûts d'investissement et de fonctionnement des différentes options techniques (nucléaire, turbines à gaz à cycle combiné, turbines à combustion, etc.). On distingue généralement les moyens de satisfaire la demande de base, de semi-base et de pointe.

L'établissement de bilans de la production électrique dans les trois scénarios dépend de différents types d'hypothèses :

- *sur les coûts des différentes filières de production d'électricité* ; ce sont les coûts de référence retenus par la Digec en 1997 qui ont été utilisés ;
- *sur la durée de vie des équipements existants* et tout particulièrement des centrales nucléaires construites à partir des années soixante-dix ; cette durée dépend de paramètres économiques mais surtout, s'agissant du nucléaire, des autorisations données par les autorités de sûreté nucléaire ; les autorisations en cours, fondées sur un examen décennal, conduisent à une durée minimale de trente années ; nombreux sont les experts qui estiment envisageable une durée de 40 ans et au-delà ; c'est pourquoi deux hypothèses ont été explorées : 40 ans et 30 ans ; avec 30 ans, c'est à partir de 2007 que l'équipement existant devrait commencer à être déclassé et remplacé ; cette réouverture des choix

peut avoir un impact considérable sur le bilan énergétique français et sur les émissions de CO₂ du pays ;

- *sur le contexte institutionnel et économique* qui peut conduire à privilégier une filière de production pour des impératifs de sécurité des approvisionnements ou de diversification, ou encore d'environnement, mais qui peut aussi conduire à modifier les logiques de choix, comme peut le faire une large ouverture à la concurrence.

L'approche par scénarios a conduit à conjuguer les différentes hypothèses de façon à obtenir des situations suffisamment contrastées et cohérentes avec les grandes options socio-politiques de chacun des scénarios. Ce parti méthodologique ne signifie pas que les hypothèses prises en compte sont jugées plus probables que d'autres ou qu'elles doivent être comprises comme des recommandations. Il en va ainsi du taux d'actualisation utilisé pour calculer les options de production les plus efficaces. Le taux est de 8% pour S2 et S3 et de 12% pour S1 afin de traduire le basculement d'une logique publique vers une logique privée de décision, plus attentive à l'atteinte à court terme d'une rentabilité suffisante et plus sensible aux risques de l'entrepreneur. Les scénarios enregistrent les conséquences de tels changements de logiques sur les choix d'équipements de production.

La demande finale d'électricité adressée par les secteurs utilisateurs (industrie, résidentiel, tertiaire, transports) varie selon les scénarios. En 2010, la fourchette va de 417 TWh (S3) à 458 TWh (S1), soit une différence de l'ordre de 10 %. En 2020 l'écart se creuse avec 433 TWh dans S3 et 514 TWh dans S1, soit une différence de 19 %.

Les exportations

L'éventualité d'un fonctionnement en base de l'ensemble de l'outil nucléaire français dont le surplus de production serait exporté dans les autres pays européens a été examinée par l'Atelier A2. Il est apparu que les contraintes de capacité pesant sur le transport international de l'électricité seraient difficiles à lever : les lignes existantes sont proches de la saturation et les populations ont jusqu'à présent manifesté un fort rejet de l'implantation de nouvelles lignes (Alpes et Pyrénées) dont les gouvernements successifs ont pris acte. C'est pourquoi, en toute hypothèse, il n'est pas apparu raisonnable d'envisager un niveau d'exportation supérieur aux 70 TWh actuels. Dans S2 le niveau d'exportation de 70 TWh est cependant maintenu à l'horizon 2020 ; il est de 50 TWh dans S1 et de 30 TWh dans S3 au même horizon, tout cela dans l'hypothèse d'une durée de

vie de 40 ans des centrales nucléaires existantes. Une variante ramène le niveau d'exportation à 30 TWh dans S1 dans la variante à 30 ans.

Le parc de production

Avec l'hypothèse d'une durée de 40 ans des centrales nucléaires existantes, seule une part réduite du parc existant aurait à être remplacée (environ 10 GW) avant 2020, alors qu'avec l'hypothèse de trente ans c'est la quasi totalité du parc existant qui aurait à être remplacée (43 GW).

La cogénération se développe dans tous les scénarios mais à un rythme plus rapide dans S3 pour lequel la puissance garantie atteint 8 GW en 2020 (contre 6 GW dans les deux autres scénarios).

L'éolien se développe de façon contrastée. Dans S1 il ne fait pas l'objet de développements notoires au delà des programmes EOLE 2005 engagés (100 MW de puissance garantie en 2020). La puissance garantie atteint 800 MW en 2020 dans S2 et 2 GW dans S3.

La production d'électricité à partir des déchets est supposée atteindre 5 TWh dans S1 et 10 à 12 TWh dans les autres scénarios ; la valeur est légèrement plus faible dans S3 en raison d'un moindre développement de l'incinération.

Les choix de nouveaux équipements d'ici 2020

Le déclassement des moyens existants et la croissance des besoins induisent la mise en œuvre de nouveaux équipements. La sélection de ces équipements est opérée en fonction du coût d'équipement et de fonctionnement des filières de production et des durées d'appel des besoins. Le tableau A16 présente les hypothèses économiques qui ont été retenues pour chaque filière en compétition (nucléaire, cycle combiné à gaz, turbines à combustion) en distinguant les coûts fixes (investissement) et les coûts proportionnels (combustibles et exploitation) ; ces évaluations s'appuient sur les coûts de référence retenus pour la production d'électricité par la Digeac en 1997.

En conséquence, au moment du renouvellement de l'équipement, ici calé sur l'année 2015, le nucléaire est compétitif en base (durées d'appel de plus de 6400 heures) dans S2 et S3, compte tenu du développement technologique escompté de l'EPR. Dans ces deux scénarios, pour les durées d'appel de semi-base, les cycles combinés à gaz sont cependant plus compétitifs que les autres solutions, y compris le nucléaire. Pour l'appel de pointe (moins de 660 heures d'appel) les

turbines à combustion sont les plus économiques. Dans S1, avec un taux d'actualisation de 12%, le nucléaire, plus intensif en capital que les moyens de production concurrents et bénéficiant d'un moindre progrès technique, n'apparaît plus compétitif, même en base, d'un point de vue d'économie de la production et se trouve supplanté par les cycles combinés.

Ce résultat est contingent à un ensemble d'hypothèses mises en forme dans le cadre de ce scénario : outre la valeur du taux d'actualisation, il faut souligner la portée de l'hypothèse d'évolution des prix internationaux de l'énergie, supposés maintenus à un niveau plutôt bas, bien que sensiblement plus élevé que les prix courants.

Les calculs sous-tendant ce résultat de la perte de compétitivité du nucléaire ne prennent pas en compte les implications qu'auraient des politiques volontaristes de maîtrise des émissions de CO₂ sur le territoire français. La logique de construction de S1 est que les pouvoirs publics n'iront pas de manière frontale à l'encontre des tendances spontanées de l'opinion, telles qu'elles sont relayées par le marché. L'imposition de contraintes fortes sur les émissions de CO₂ ne serait pas compatible avec ce fondement. Deux cas de figures sont ainsi envisageables dans le cadre de S1 :

- la non ratification du Protocole de Kyoto, provoquant pour le moins un report de plusieurs années de l'action internationale ;
- la ratification du Protocole accompagnée de l'acceptation la plus large des mécanismes de flexibilité et d'échange international de quotas d'émission, et de la participation des principaux pays en développement comme la Chine, l'Inde et le Brésil.

Dans ce dernier cas, le coût de la tonne de carbone évitée serait considérablement réduit et les possibilités de flexibilité internationale éviteraient à la France d'avoir à distordre des choix économiquement rationnels par l'imposition d'une contrainte quantitative rigide venant limiter de façon économiquement arbitraire l'usage de l'énergie sur le territoire national.

5.2 Les bilans énergétiques de la production électrique

L'état des parcs d'équipement de production et les bilans sont présentés pour les deux options de durée de vie des centrales nucléaires existantes : 40 et 30 ans.

Figure 10
Parc de production d'électricité en 2020 (30 ans)

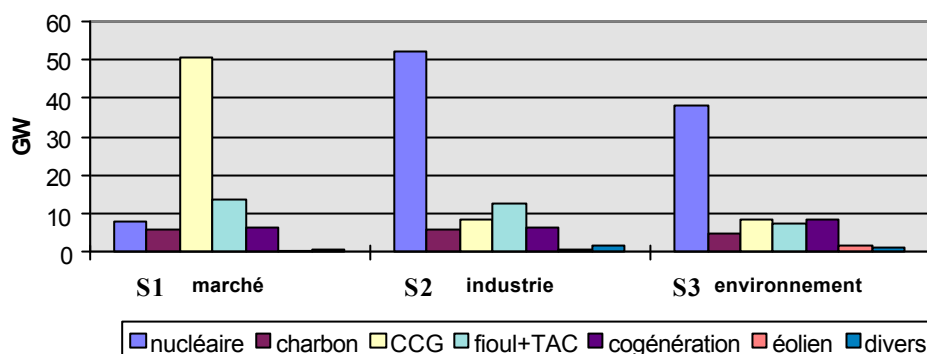
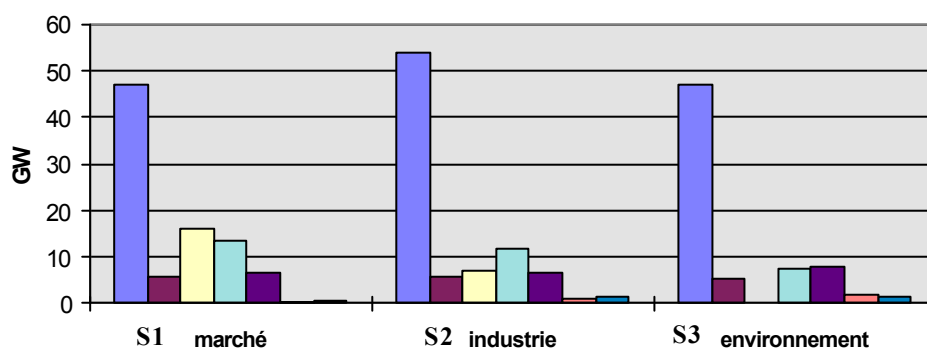


Figure 11
Parc de production d'électricité en 2020 (40 ans)



Durée de vie de 40 ans pour les centrales nucléaires

A l'horizon 2010, aucune centrale nucléaire n'est encore déclassée et la croissance des besoins ne justifie pas la mise en service de nouveaux moyens de base. En revanche de nouveaux moyens de production de pointe sont mis en service, essentiellement des turbines à combustion (sauf dans S3).

En 2020 la situation est beaucoup plus contrastée selon les scénarios. 8,4 GW nucléaires ont été déclassés et de nouveaux moyens sont nécessaires en base et

semi-base, excepté dans le scénario S3 où les programmes de maîtrise de la demande d'électricité limitent l'accroissement des consommations finales et par suite les besoins de nouveaux équipements. Dans S2 de nouveaux équipements nucléaires sont mis en service en base (6,7 GW) et des cycles combinés en semi-base. S1 conduit à mettre en service environ 16 GW de centrales à cycle combiné à gaz pour des besoins de base et semi-base. A cet horizon seul S2 réintroduit de nouvelles centrales nucléaires. Le tableau A15 présente l'état du parc aux horizons 2010 et 2020 en différenciant les équipements existants et les nouveaux besoins d'équipements.

Les bilans de production d'électricité à partir des différentes filières sont présentés dans le tableau A17. En 2010 le nucléaire fournit environ 74 % des besoins quel que soit le scénario. En 2020 cette contribution est de 69 % dans S2, de 68 % dans S3 et de 61 % dans S1. Ces différences demeurent mineures en raison du faible taux de renouvellement du parc électronucléaire en 2020 avec l'hypothèse de durée de vie de 40 ans.

La consommation de combustibles pour la production d'électricité s'élève en 2020 à 27,3 Mtep dans S1, à 16,2 Mtep dans S2 et à 10,7 Mtep dans S3 (tableau A18). Le gaz est le grand bénéficiaire de S1.

Durée de vie de 30 ans pour les centrales nucléaires

Avec une hypothèse normalisée de durée de vie de 30 ans des centrales nucléaires existantes, la situation du parc électrique se modifie plus rapidement. On est aussi conduit à modifier l'hypothèse concernant le niveau des exportations en 2020 dans S1 : au lieu de 50 TWh d'exportation, on retient seulement 20 TWh. Ces exportations nécessiteraient en effet une production additionnelle d'électricité à partir de cycles combinés à gaz dont la technologie est aisément accessible à tous les pays destinataires de ces exportations. Dans la logique de décision privée qui caractérise les choix énergétiques de S1, et compte tenu des pertes occasionnées par le transport de l'électricité, les opérateurs français gagneraient à installer des centrales au gaz près des lieux de consommation chez nos partenaires plutôt que d'importer du gaz pour produire sur le sol français l'électricité destinée à ces marchés extérieurs.

Dans l'hypothèse de durée de vie considérée, les besoins nouveaux d'équipements de pointe en 2010 sont les mêmes que dans l'hypothèse 40 ans mais plusieurs tranches nucléaires sont déclassées (8,4 GW) et remplacées par des centrales de base ou de semi-base sous des formes différentes pour S1 et

S2 : des cycles combinés à gaz dans S1, du nucléaire (base) pour 2,7 GW et du gaz (semi-base) dans S2.

En 2020, 85 % du parc nucléaire existant aura été déclassé (47,3 GW) et remplacé, selon les scénarios, par de nouveaux équipements nucléaires ou par des cycles combinés à gaz. Dans S2, près de 44 GW de nouveaux équipements nucléaires sont mis en service et 8,5 GW de cycles combinés à gaz pour des usages de semi-base. Dans S1 la totalité des besoins de base et semi-base sont couverts par les cycles combinés à gaz (50,7 GW). Enfin dans S3 les nouveaux moyens de base font appel au nucléaire mais la capacité nécessaire est limitée à 30 GW (tableau A19).

Les bilans énergétiques de la production électrique sont présentés dans le tableau A20. En 2020 la contribution du nucléaire varie de façon considérable, de 68 % dans S2 à 60 % dans S3 et surtout à 13 % dans S1.

Les consommations primaires d'énergie fossile sont plus importantes en 2010 que dans l'option de 40 ans de durée de vie (de 50 à 72 % supérieures selon les scénarios), mais cet écart est encore accentué en 2020 puisque, pour S1 les consommations atteignent 67,5 Mtep contre 27,3 Mtep dans l'option 40 ans (tableau A21). Ces derniers résultats correspondent en fait à un abandon de l'option nucléaire pour cette génération d'équipements.

Dans S2 les consommations d'énergie fossile sont pratiquement stabilisées entre 2010 et 2020. Cette évolution serait la conséquence du remplacement des centrales nucléaires existantes par des réacteurs EPR pour lesquels les experts ont postulé une disponibilité améliorée. Cela conduit à étendre, au fil du remplacement des réacteurs, la durée d'appel correspondant à la base par rapport à la semi-base ; par ailleurs le nucléaire permet d'accroître la contribution de l'hydraulique à travers le pompage. Au delà de 2020 et du remplacement de l'ensemble du parc nucléaire, cet effet ne se manifesterait plus et on devrait assister à nouveau à une croissance des consommations de combustibles liées à la couverture des besoins de semi-base et de pointe.

Dans S3 les nouveaux réacteurs EPR pénètrent en moindre quantité (30 GW au lieu de 43,7) pendant la période 2010-2020 du fait d'une demande finale plus faible. Par ailleurs la cogénération représente une part plus importante que dans les autres scénarios.

6. Le raffinage de produits pétroliers et les énergies non conventionnelles

6.1 Le raffinage

Il y a longtemps que les stratégies des compagnies pétrolières ne se décident pas en fonction de considérations strictement hexagonales. C'est au minimum au niveau du territoire européen que s'apprécient aujourd'hui les conditions d'approvisionnement en carburants et autres produits dérivés du raffinage de pétrole.

A cette échelle européenne, il apparaît que l'outil souffre d'une surcapacité face à une demande qui ne connaît pas une forte croissance, bien que la question de l'évolution de la demande demeure controversée.

C'est néanmoins dans ce contexte que des investissements importants auront à être réalisés pour assurer l'adaptation des capacités françaises aux nouvelles normes de protection de l'environnement, que ce soit pour la pollution locale ou pour la pollution acide à longue distance.

Le raffinage français apparaît également plus exposé dans sa partie méditerranéenne que la moyenne du raffinage européen du fait d'une concurrence particulièrement forte dans la région et de la quasi-inexistence de certaines unités de raffinage, en particulier celles d'hydrocraquage, nécessaires à la fabrication des gazoles¹.

S'adapter de façon coûteuse en investissement² dans un environnement de marché qui n'est pas porteur, telle est la donne du jeu pour le raffinage français. C'est ce qui explique que, faisant écho au point de vue des compagnies, le groupe de travail « raffinage » de l'Atelier A2 ait retenu l'hypothèse, pour S3 comme pour S1, d'une réduction des capacités de raffinage, fixée à 25 % des capacités existantes, alors que S2 prend en compte une contraction plus modeste (15%), car amortie par la politique industrielle des pouvoirs publics.

Ces éléments rejaillissent sur les échanges extérieurs du pays, avec des importations de produits raffinés en forte augmentation se situant en 2020 entre

(1) Il n'existe qu'une petite unité d'hydrocraquage à Lavéra.

(2) Sur la période d'étude, c'est un montant total de 4,5 à 6 milliards de dollars que l'industrie européenne du raffinage devrait investir.

27 % et presque 50 % de la consommation totale selon les scénarios considérés (tableau A22).

6.2 Les énergies non conventionnelles

La biomasse et les déchets

Hormis la grande hydraulique, le bois combustible constitue la plus grande contribution des énergies renouvelables au bilan énergétique et devrait le rester aux horizons 2010 et 2020. La consommation de bois couplée au chauffage électrique est en croissance et devrait conduire à une stabilisation ou une augmentation globale de la consommation de bois aux horizons 2010 et 2020.

Une politique de promotion des usages du bois non seulement dans ses usages collectifs sous chaudière mais également dans ses usages individuels permet d'atteindre une contribution de plus de 9 Mtep au bilan national en 2020 dans le scénario S3.

Les biocarburants

Actuellement les coûts de fabrication des carburants d'origine végétale (éthanol ou ester) sont encore élevés et leur développement est limité par le poids budgétaire que représenterait la défiscalisation dont ils bénéficient si elle devait être appliquée à des masses plus importantes. Dans les différents scénarios, compte tenu des hypothèses de prix du pétrole aux horizons considérés, leur développement demeure limité. Une hypothèse élevée de prix du pétrole, mais surtout une baisse des coûts de fabrication des biocarburants pourraient cependant replacer ces derniers en compétition avec les autres filières de carburants de synthèse d'origine fossile.

L'énergie issue des déchets

La principale valorisation énergétique des déchets est actuellement l'incinération avec récupération de chaleur au travers d'un réseau de chaleur et/ou production d'électricité. Un autre mode de valorisation consiste à récupérer le méthane de la fermentation de déchets (en décharge ou en dispositif approprié). La politique de gestion et d'élimination des déchets conduite en France depuis 1992 devrait conduire à une large transformation du dispositif de valorisation des déchets à l'horizon du début ou du milieu de la décennie 2000-2010.

L'incinération devrait se développer en tout état de cause mais d'autres filières comme la valorisation du gaz de décharge de "bioréacteurs" devrait se

développer notamment dans le cadre de S3 dans lequel le développement des filières de recyclage des déchets sont privilégiées par rapport à la valorisation énergétique. Les hypothèses concernant la valorisation électrique sont de 5 à 12 TWh selon les différents scénarios et de 6 à 40 TWh pour la valorisation sous forme de chaleur.

Les énergies solaire et éolienne

La principale filière de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable qui se développe en France dans les scénarios S2 et S3 est l'énergie éolienne (voir supra).

L'énergie solaire apporte une contribution faible en terme quantitatif dans l'ensemble des scénarios mais se développe dans S3, d'une part en termes de m² de capteurs pour les usages thermiques (chauffe-eau individuels dans les DOM et en Corse notamment, chauffage de l'eau des piscines ...) et pour les installations photovoltaïques là où les coûts de l'électricité de réseau sont élevés (DOM et sites isolés en métropole). Ces contributions restent malgré tout peu significatives en termes quantitatifs dans le bilan global.

La géothermie

Cette forme d'énergie contribue actuellement au chauffage de logements dans le bassin parisien à hauteur de près de 200 000 tep, mais il n'est pas envisagé de contributions significativement plus importantes aux horizons 2010 et 2020.

Dans l'ensemble, les hypothèses concernant les énergies renouvelables ne modifient pas vraiment la situation énergétique de la France d'ici 2020 même si pour certaines filières comme l'éolien on a supposé un développement ambitieux dans l'un des scénarios. Cette conclusion ne doit pas sous estimer le rôle que pourraient jouer à plus long terme ces types d'énergies lorsque des progrès technologiques conséquents auront permis une baisse importante des coûts.

7. Les émissions de CO₂

Les émissions de CO₂ de la France sont en passe de devenir un critère stratégique majeur pour la politique énergétique du pays. A la suite de la Convention-cadre sur le changement climatique adoptée à Rio de Janeiro en juin 1992 et entrée en vigueur depuis lors, un Protocole d'application a été négocié à Kyoto en décembre 1997. Il prévoit des objectifs, quantifiés par pays et destinés à être juridiquement contraignants, d'émission de six gaz à effet de serre pour la

période 2008-2012. Le principal des gaz à effet de serre en cause est le CO₂ et sa principale source anthropique est l'emploi de sources fossiles d'énergie. L'Union européenne a procédé en juin 1998 à une redistribution interne des objectifs fixés à Kyoto à ses membres, dans laquelle la France a reçu pour quota son niveau d'émission en 1990. Le même Protocole a admis dans leur principe différents mécanismes de flexibilité et notamment la possibilité pour les États industriels ayant adhéré à de tels objectifs quantifiés (OCDE, Russie et Europe de l'Est) d'échanger leurs quotas entre eux.

Le rationnement quantitatif des émissions de CO₂ revient à rationner l'usage de l'énergie fossile de différentes sources (charbon, pétrole, gaz) dans ses différentes formes d'emploi (carburant automobile, chauffage de bâtiments, production d'électricité, processus industriels, etc.). Afin de déterminer à quel niveau d'effort de réduction des émissions la France pourrait être confrontée, il est crucial d'examiner les bilans énergétiques prospectifs sous l'angle des émissions de CO₂ qui en résultent. Les pouvoirs publics auront en effet deux types de décision à prendre :

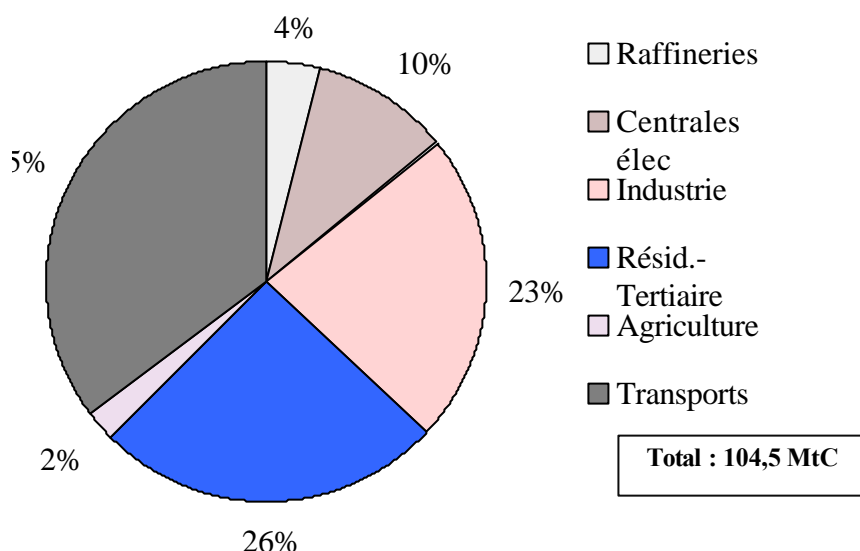
- arbitrer entre le taux d'effort à réaliser sur le territoire national et le degré de recours aux mécanismes de flexibilité et d'échange international de quotas d'émission ;
- concevoir les combinaisons d'instruments susceptibles d'inciter les agents économiques (consommateurs, entreprises) à réaliser au moindre coût total pour la collectivité les réductions d'émissions dont il aurait été décidé qu'elles devraient être réalisées sur le territoire national.

Les trois scénarios étudiés définissent des contextes très contrastés du point de vue de l'émission de gaz à effet de serre, même si les différences les plus importantes ne se situent pas à l'horizon 2010, pour lequel les quotas internationaux d'émission ont été actuellement définis, mais à l'horizon 2020 (tableaux A23 à A33).

Avec une hypothèse de durée de vie de 40 ans, le remplacement des centrales nucléaires devrait débiter à partir de 2017, mais déjà à partir de 2007 si la durée autorisée se limitait à 30 ans. Dans les deux cas, l'hypothèse d'un maintien du prix du gaz à un niveau bas à long terme (2020-2030) relativement aux autres énergies conduit dans S1 les acteurs privés à remplacer de façon systématique les centrales nucléaires par des centrales au gaz à cycle combiné. Les émissions de CO₂ pourraient alors être accrues de 73% entre 1990 et 2020, soit une évolution très éloignée d'une idée de stabilisation au niveau de 1990. Sans mesure de

maîtrise des consommations d'électricité, les seules émissions de CO₂ dues à la production d'électricité seraient alors multipliées par deux entre 1990 et 2020 dans une variante à 40 ans (V40) et par cinq dans une variante à 30 ans (V30).

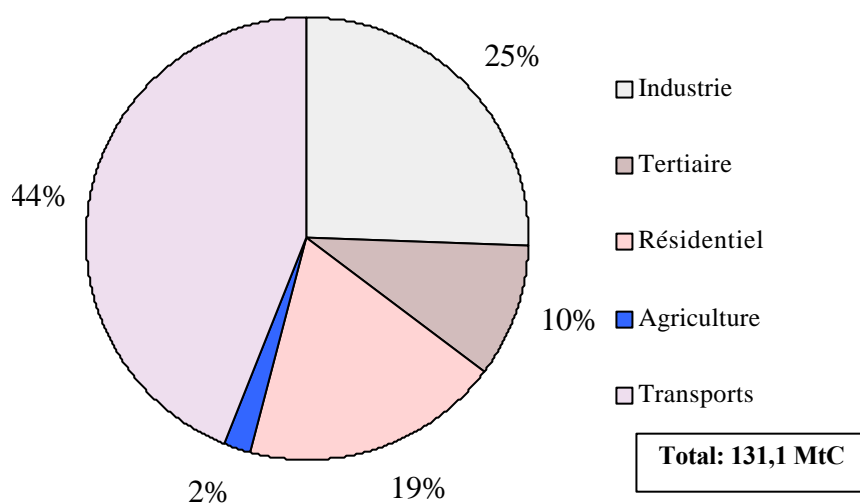
Figure 12
Ventilation des émissions de CO₂ en 1990



Dans S2, seuls les nouveaux besoins de semi-base et de pointe sont principalement satisfaits par des équipements au gaz. Dans ces conditions, les émissions de CO₂ de l'appareil de production électrique augmentent moins que dans S1 (de +25% entre 1990 et 2020 dans V40 et +29% dans V30). Au total ce scénario induit tout de même une augmentation des émissions totales d'origine énergétique d'environ 26% dans les deux variantes.

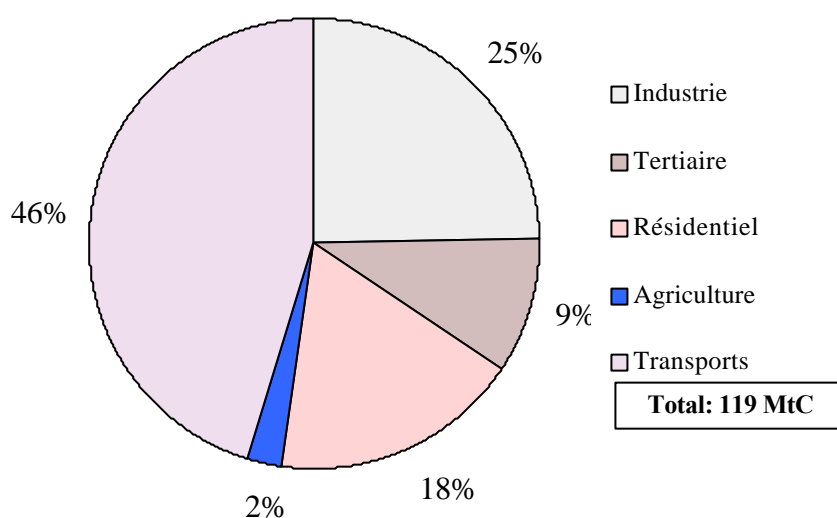
Seul le scénario S3 se rapproche d'une stabilisation des émissions de CO₂ au niveau de 1990. Compte tenu des actions de maîtrise de la demande d'électricité, les émissions de CO₂ engendrées par la production d'électricité peuvent baisser de 21% entre 1990 et 2020 dans V40 mais augmentent de 25% dans V30.

Figure 13
Ventilation des émissions de CO₂ en 2010 - S1-V40
(avec répartition des émissions de la production primaire)



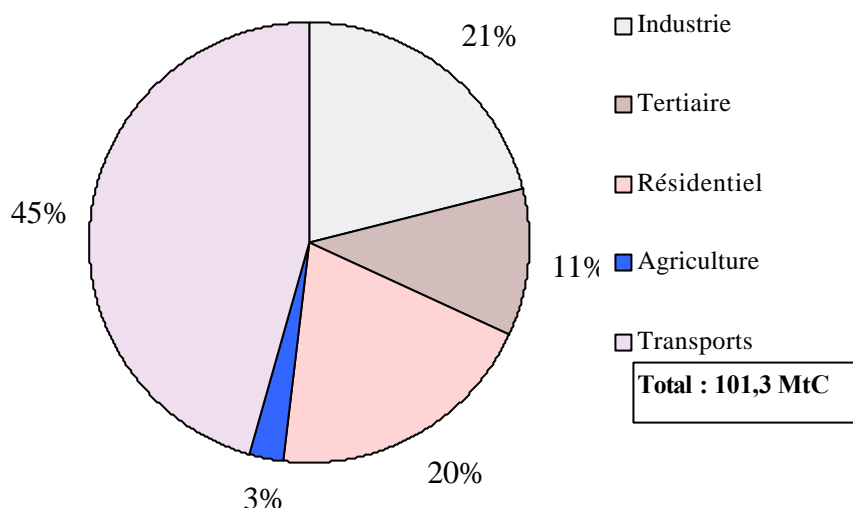
Dans les trois scénarios, on observe de façon plus ou moins marquée un phénomène de substitution progressive du charbon et du pétrole par de l'électricité et du gaz. Avec environ 42% des consommations énergétiques finales contre environ 35% pour le pétrole, l'électricité s'enracine en 2020 au premier rang des sources d'énergie. Cette percée de l'électricité représente globalement une évolution positive du point de vue du contrôle des émissions de CO₂. Cela ne suffit pas, et de loin, pour satisfaire un objectif de stabilisation des émissions comme le montrent, chacun à leur manière, les trois scénarios.

Figure 14
Ventilation des émissions de CO2 en 2010 - S2-V40
(avec répartition des émissions de la production primaire)



Quel que soit le scénario, le poids relatif des différents secteurs dans la consommation finale tend en effet à évoluer dans le même sens : un accroissement fort du poids relatif des consommations des transports dans la consommation finale énergétique au détriment du secteur résidentiel et de l'industrie. Or le secteur des transports demeure massivement dépendant des carburants fossiles dans toute la période envisagée. Cela fait que les transports représentent, selon les scénarios et les variantes autour de 46% des émissions totales d'origine énergétique du pays en 2020 pour V40 et entre 38 et 47% pour V30.

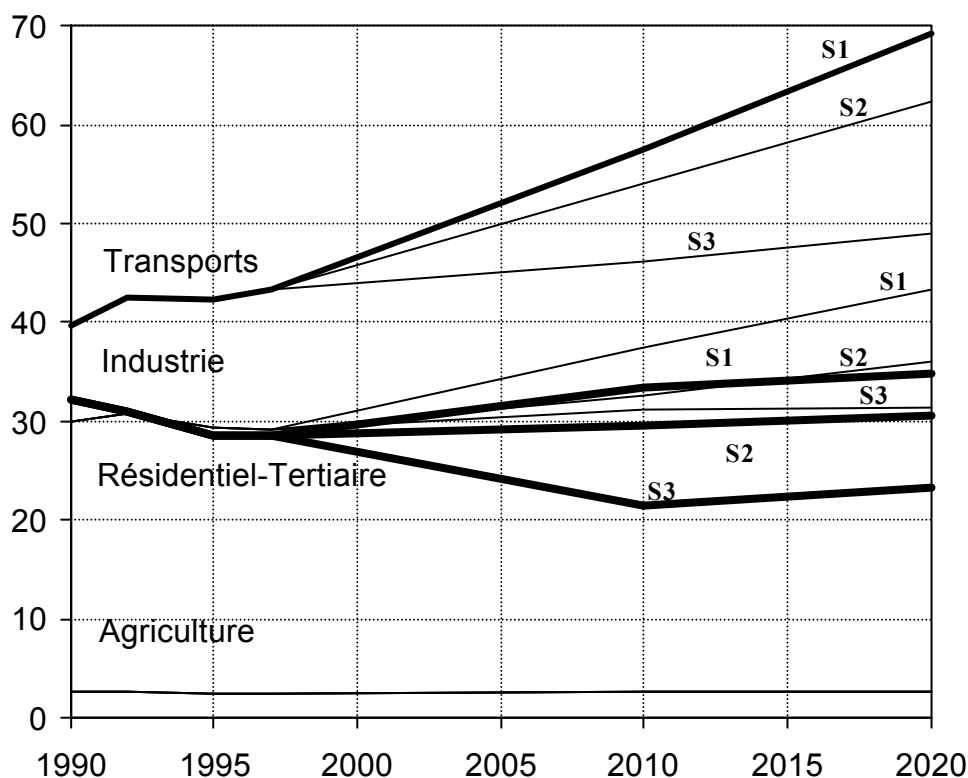
Figure 15
Ventilation des émissions de CO₂ en 2010 - S3-V40
(avec répartition des émissions de la production primaire)



Par comparaison, la contribution du secteur industriel aux émissions de CO₂ est beaucoup plus modeste, approximativement moitié moins que les transports (entre 22 et 24%). S'il ne faut donc pas privilégier l'industrie dans une politique de l'effet de serre, cela ne signifie pas pour autant qu'il faudrait exonérer ce secteur de tout effort de maîtrise de ses émissions, tant du point de vue de l'efficacité que de l'équité.

La contribution aux émissions de CO₂ des secteurs résidentiel et tertiaire est globalement nettement supérieure à celle de l'industrie et se trouve davantage contrastée selon les scénarios, entre 27 et 34% du bilan des émissions. Dans cet ensemble c'est le tertiaire qui tend à progresser tandis que la part du secteur résidentiel tend à décroître. Cependant, un gisement important d'économies d'énergie et donc d'émissions de CO₂ existe encore dans les bâtiments anciens. Son exploitation aurait un coût mais pourrait concourir à d'autres objectifs sociaux (politique de la ville) et économiques (soutien à l'activité du bâtiment). Des économies d'énergie sur le chauffage d'environ 20% en moyenne pourraient être gagnées à l'horizon 2020 sur les bâtiments anciens.

Figure 16
Émissions de CO₂ (MtC) par secteurs - Total réparti – V40



Du point de vue d'une politique de l'effet de serre, les responsables politiques et économiques français ont ainsi deux défis principaux à relever, l'un dans la réhabilitation thermique du parc immobilier ancien, l'autre dans l'infléchissement de la croissance des transports recourant aux carburants fossiles et la transformation du déploiement territorial des activités. Les masses en jeu sont considérables, le rythme de progression des émissions est significatif malgré les progrès de l'efficacité énergétique, et les obstacles à la mise en place d'une politique de maîtrise des émissions sont énormes : attachement à la mobilité automobile, efficacité d'organisation et capacité d'action des lobbies, rôle des infrastructures de transport et de l'organisation de l'espace dans l'inscription matérielle de longue durée des sociétés, capacité limitée des transports collectifs en difficulté à fournir des alternatives attractives pour nombre de déplacements.

Il est certainement possible de ralentir l'augmentation des émissions de CO₂ par des mesures à court terme (meilleur respect des réglementations dans le transport routier, amélioration de la technologie des véhicules et accélération du renouvellement du parc) mais une maîtrise des émissions à plus long terme ne peut pas être envisagée sans engager dès à présent des politiques d'aménagement, d'infrastructures et de développement urbain orientées vers ce but, sachant que les résultats de ces politiques ne pourront être sensibles que de façon très progressive à long terme.

Conclusion

Les travaux de l'Atelier A2 ont mis en lumière trois questions principales pour les perspectives énergétiques de la France aux horizons 2010 et 2020 : l'évolution possible de l'intensité énergétique du PIB, la maîtrise des émissions de CO₂ et le remplacement du parc électronucléaire existant.

La diminution de l'intensité énergétique qui est attachée aux trois scénarios ne laisse pas d'étonner, voire de susciter des réserves chez certains experts. Bien qu'elle soit plus ou moins rapide selon les scénarios, elle s'y fait à un rythme proche de celui de la période 1973-1986 sans bénéficier du même environnement économique (une forte augmentation du prix des énergies fossiles due à deux chocs pétroliers). De plus, pour les différents types de consommateurs, la période à venir sera caractérisée par une baisse des coefficients budgétaires du poste énergie dans les dépenses totales de ces agents. Enfin, l'efficacité énergétique s'était plutôt dégradée en France dans la première moitié des années 90. On doit observer que les deux approches de modélisation utilisées (MEDEE et MIDAS) convergent sur cette question de l'intensité énergétique alors que cette variable n'a pas fait l'objet d'une hypothèse d'entrée exogène pour MEDEE et a résulté d'une estimation économétrique pour MIDAS. Inversement, les rythmes de progrès technique pris en compte ont été jugés trop modérés par d'autres experts au regard des perspectives qui leur paraissent aujourd'hui discernables, notamment dans le secteur des transports. On est donc fondé à prétendre que les chiffres retenus dans les différents scénarios ne sont pas notoirement irréalistes.

En dépit de cette évolution de l'intensité énergétique et des hypothèses de croissance (une moyenne de 2,3% sur la période) jugées elles aussi modérées par certains experts, les travaux de l'atelier A2 font apparaître une croissance des consommations énergétiques et des émissions de CO₂ dans tous les scénarios, bien que dans des proportions tout de même très différentes. Ils soulignent clairement que la maîtrise des consommations énergétiques et des émissions de CO₂ pour la période qui nous sépare de l'année 2020 ne seront pas acquises au

"fil de l'eau", sans dispositifs nouveaux ni changements dans la nature et l'intensité des politiques menées jusqu'à présent.

La France ne peut envisager de stabiliser durablement, voire de réduire significativement, ses émissions de CO₂ en se cantonnant à la mise en œuvre de solutions techniques d'amélioration des consommations unitaires, à structures et modes de développement inchangés. C'est bien une transformation de la société française qui est en jeu, avec pour variables critiques des changements importants dans l'organisation spatiale des activités et de l'habitat, dans les choix modaux relatifs aux transports, au côté des améliorations techniques sur les rendements.

L'affaire est d'autant moins simple que les transformations socio-politiques qui seraient favorables à une maîtrise des consommations énergétiques sont aussi celles qui rendraient politiquement moins aisé le remplacement des centrales nucléaires existantes par de nouvelles centrales nucléaires. Les combinaisons crédibles entre hypothèses techniques et hypothèses socio-politiques ne conduisent donc pas à dégager une perspective dans laquelle la France pourrait réduire de façon importante ses émissions de CO₂ à l'horizon 2020-2030. La simple stabilisation des émissions à cet horizon représenterait un objectif extrêmement ambitieux.

Figure 17
Intensité énergétique primaire (indice base 100 en 1973)



Parmi les mesures à prendre, il paraît essentiel d'intégrer en bonne place celles qui sont aptes à signaler en termes économiques les enjeux et objectifs à long terme, souvent noyés dans le flot de signaux multiples qui constituent l'environnement économique et réglementaire des décisions quotidiennes. C'est ainsi que les mutations à opérer pourront être préparées, facilitées et suscitées en évitant les à-coups imprévisibles ou la gestion par les crises, qui représentent des modes d'adaptation inutilement coûteux pour les entreprises et pour la population. De telles mesures pourraient prendre différentes formes : une évolution à la hausse de la fiscalité sur l'énergie prenant en compte le contenu en carbone des différentes énergies ; l'introduction d'une taxe spécifique sur le carbone évoluant de façon progressive et prévisible ; la préparation, sur le terrain technologique, organisationnel, budgétaire et financier, de la mise en place d'un commerce de permis d'émissions dans un contexte européen et entre les différents pays industriels réunis au sein de l'Annexe 1 de la Convention sur le climat (OCDE, Russie et pays est-européens en transition)¹.

Afin d'illustrer les implications du recours à l'échange international de permis, il est utile de raisonner sur une conjecture concrète. Si la France voulait couvrir en 2020 la moitié de son excédent d'émissions de CO₂ - par rapport à un objectif de stabilisation des émissions au niveau de 1990 qui serait, par hypothèse, étendu de la période 2008-2012 à l'horizon 2020 - au moyen de l'acquisition de permis d'émissions sur le marché international, la dépense budgétaire annuelle pourrait être comprise entre 3,8 GF et 23 GF selon les scénarios et les niveaux de prix des permis. Si cette somme était imputée en totalité à la consommation de carburants des véhicules particuliers et utilitaires légers, par exemple sous la forme d'une taxe additionnelle, cela représenterait entre 6 F et 35 F par millier de véh.-km., soit pour une consommation moyenne de 7 litres au 100 Km, une valeur comprise entre 8 et 50 centimes par litre de carburant.

La France sera peut-être confrontée aux alentours de 2005 aux premiers choix touchant au remplacement du parc électronucléaire existant. Le choix entre les options qui devra être fait dans cette période a de nombreuses dimensions, mais cinq d'entre elles revêtent une importance particulière : la gestion de la sûreté des installations et des risques résiduels de la phase terminale des déchets radioactifs ; l'impact sur l'outil industriel (FRAMATOME, COGEMA et l'appareil industriel amont) ; la transformation de l'organisation économique de la production et de la distribution de l'électricité ; les émissions de CO₂ ; le degré de flexibilité et de réversibilité des choix.

¹ Sur ces instruments économiques, voir D. Bureau, O. Godard, C. Henry, J.-C. Hourcade, A. Lipietz, **Fiscalité de l'environnement**, Paris, La Documentation française, Collection des rapports du Conseil d'analyse économique, juillet 1998.

Il est cependant significatif que, dans le cadre des hypothèses retenues, la part du nucléaire dans le bilan électrique diminue dans les trois scénarios. L'option nucléaire ne serait pas compétitive, même en base, dans une société de marché laissant les choix énergétiques aux initiatives privées (S1). Pour que l'investissement dans de nouvelles tranches nucléaires soit justifié d'un point de vue d'économie de la production, il faudrait un taux d'actualisation qui ne soit pas plus élevé que 8%, et une augmentation de la demande qui assure une utilisation annuelle en base (au moins 6400 heures) des nouveaux équipements. La première condition n'est pas remplie dans S1 et la seconde dans S3. Seul S2 s'inscrit dans cette perspective.

Ce retrait relatif, plus ou moins accentué, de la part du nucléaire dans la production totale d'électricité devrait logiquement conforter le bien-fondé de politiques de maîtrise des consommations d'électricité, en particulier dans les secteurs résidentiel et tertiaire. Cela permettrait à la fois d'économiser sur les besoins d'investissement en capacités nouvelles, de retarder et d'étaler les échéances de choix critiques, et de bénéficier ainsi de la clarification à terme du paysage énergétique. Une telle orientation se justifierait aussi dans la perspective de la lutte contre l'effet de serre puisque, selon les scénarios et les variantes, entre 18% et 76% de la production annuelle d'électricité seraient produits à partir de sources fossiles en 2020, la plupart des variantes se situant entre 18% et 28%. De tels programmes auraient alors à inclure des actions ciblées de façon fine sur les segments de demande qui suscitent l'appel de moyens de production utilisant des combustibles fossiles.

TABLEAUX

Tableau A1
Croissance de la valeur ajoutée par branche industrielle
(en taux annuel) (Industrie)

V.A.	MMF	MNF	CHI	Ver/ MCT	IAA	TEXT	PPE	EQP	DVI
1975-1980	6.6	6.8	4.1	1.3	1.2	-0.5	3.5	3.6	4.1
1980-1984	-7.3	4.9	2.4	-3.4	0.2	-0.9	0.7	-0.9	-0.5
1984-1989	1.7	4.8	4.3	1.8	1.7	-2.7	2.1	2.8	1.3
1989-1992	-5.5	-0.3	1.1	-2.8	0.8	-2.7	-3.3	0.1	0.5
1992-2020	2.1	0.9	2.5	-0.02	0.5	-2.9	-1.0	2.5	1.0

MMF : min. et mét. ferreux ; MNF : min et mét. non ferreux ; CHI : chimie ; VER/MCT : verre et mat. de construction ; IAA : agro-alimentaire ; TEXT : text., cuir, habillement ; EQP : biens d'équipement ; PPE : papier-édition ; DVI : divers.

Dans ce tableau comme dans la plupart des tableaux suivants, l'année 1992 sert de repère aux évolutions car les travaux de modélisation l'ont utilisée comme année de calage.

Tableau A2
Impact des changements de structure sur l'intensité électrique par
branche (indice 100 en 1975) - industrie

ELEC	MMF	MNF	CHI	Ver/ MCT	IAA	TEXT	PPE	EQP	DVI
1984	101	73	93	133	153	145	103	110	137
1992	101	70	82	160	258	186	103	139	175
2000	101	65	75	176	340	190	103	150	210
2010	101	60	66	191	360	195	103	160	240
2020	101	55	59	201	400	200	103	165	260

Tableau A3
Impact des changements de structure sur l'intensité en combustibles
par branche (indice 100 en 1975)- industrie

COMB	MMF	MNF	CHI	Ver/ MCT	IAA	TEXT	PPE	EQP	DVI
1984	101	86	93	105	97	114	103	82	122
1992	101	73	86	113	114	127	103	65	123
2000	101	60	80	120	120	137	103	50	126
2010	101	45	75	128	128	147	103	40	129
2020	101	30	70	135	134	155	103	30	130

Tableau A4
Évolution de la production des IGCE (indice 100 en 1995) - Industrie

IGCE	Scénarios	2000	2010	2020
Acier brut (hauts fourneaux à l'O ₂)	S1	100	100	70
	S2	100	100	100
	S3	100	100	70
Ammoniac	S1	92	85	75
	S2	92	85	75
	S3	92	79	70
Chlore	S1	102	120	130
	S2	102	130	150
	S3	100	100	100
Éthylène	S1	110	120	140
	S2	110	130	160
	S3	110	110	120
Ciment	S1	90	90	90
	S2	90	95	100
	S3	90	95	100
Papier	S1	115	150	200
	S2	115	150	200
	S3	115	150	200

Tableau A5
Total des consommations de produits énergétiques
par source (tous usages) - Industrie

Consom. d'énergie par l'industrie	Scénarios	1992	2010	2020	% 2020/1992
Pétrole	S1	20,4	22	24,9	+ 22
	S2	20,4	22,7	26	+27
	S3	20,4	20,5	21,3	+4
Gaz	S1	11,5	15	16,5	+43
	S2	11,5	14,5	15,1	+31
	S3	11,5	13,2	13,1	+14
Charbon	S1	8,1	6,7	6,5	-20
	S2	8,1	7,1	6,8	-16
	S3	8,1	5,7	5,2	-36
Électricité	S1	27,0	35,1	41,4	+53
	S2	27,0	34,5	40,5	+50
	S3	27,0	33,4	38,1	+41
Autres	S1	1,9	3,0	3,8	+100
	S2	1,9	3,0	3,7	+95
	S3	1,9	2,3	2,2	+16
Total	S1	69	81,9	93,1	+35
	S2	69	81,8	92,1	+33
	S3	69	75,1	79,9	+16

Source des valeurs 1992 : Observatoire de l'énergie

Tableau A6
Bilans énergétiques des transports

TRANSPORTS	1992	2010			2020		
		S1	S2	S3	S1	S2	S3
VOITURES							
Activité (milliards de véh-km)	335	462	450	408	521	508	431
Consommation de carburant (Mtep)	22,4	29,3	26,7	23,3	32,9	29,6	21,9
dont essence et substituts	16,2	14,7	15,9	14,9	16,0	16,7	14,8
dont gazole et substituts	6,2	14,6	11,5	8,1	16,9	12,3	6,3
dont électricité	-	-	0,2	0,3	-	0,6	0,8
VÉHICULES UTILITAIRES LÉGERS							
Activité (milliards de véh-km)	72	120	118	112	160	156	140
Consommation de carburant (Mtep)	6,2	10,8	10,1	8,4	15,1	12,8	9,5
dont essence et substituts	1,7	1,1	1,0	0,9	0,7	0,7	0,5
dont gazole et substituts	4,5	9,7	9,0	7,4	14,4	11,8	8,6
dont électricité	-	-	0,1	0,1	-	0,3	0,4
POIDS LOURDS (y.c. transit)							
Activité (milliards de t-km)	186	300	280	271	380	360	335
dont transit	25	58	53	50	90	80	70
dont domestique + import/export	161	242	227	221	290	280	265
Consommation de gazole (Mtep)	8,2	11,2	10	9,5	14,0	12,8	11
BUS ET CARS							
Activité (milliards de voy-km)	42	55	46	46	64	48	48
Consommation de carburant (Mtep)	0,8	1	1,1	1	1,2	1,1	0,9
TOTAL CONSOMMATION ROUTE	37,6	52,3	48,8	42,2	63,2	56,3	43,3
dont essence et substituts	17,9	15,8	16,9	15,8	16,7	17,4	15,3
dont gazole et substituts	19,7	36,5	31,6	26	46,5	38,0	26,8
dont électricité	-	-	0,3	0,4	-	0,9	1,2
TRANSPORT AÉRIEN (kérosène)	4,4	6,4	6,3	6,4	8,6	8,3	8,4
TRANSPORT MARITIME (fuel lourd)	3,2	3,3	3,2	3	4,0	3,9	3,8
TRANSPORT FERROVIAIRE	2,3	2,6	2,8	3	2,8	3,1	3,8
TOTAL							
Consommations (Mtep)	47,5	64,6	61,1	54,6	78,6	71,6	59,3
Émissions directes de CO ₂ (MtC)	37,9	51,5	47,7	41,7	62,6	54,9	43,3

Source des valeurs 1992 : ENERDATA et Observatoire de l'énergie

Tableau A7
Évolution du parc de résidences principales occupées
(en fonction du type d'habitat et de chauffage) - résidentiel

M		S1		S2		S3	
Résidences							
principales	1992	2010	2020	2010	2020	2010	2020
CC./Log col	8,4	10,4	10,7	10,4	10,8	10,6	11,3
Fioul	1,6	0,6	0,4	0,6	0,4	0,5	0,3
Gaz ccc	2,0	2,8	2,9	2,7	2,7	2,7	2,7
Gaz-cci	2,0	2,8	2,9	2,8	3,0	2,9	3,1
CEI	1,8	3,1	3,5	3,3	3,9	3,6	4,3
Autres	1,0	1,1	1,0	1,0	0,8	0,9	0,9
CC/Mais ind.	9,4	13,4	14,5	13,3	14,4	13,1	13,9
Fioul	2,8	2,8	2,7	2,7	2,6	2,7	2,5
Gaz	2,6	5,0	6,0	5,0	6,0	4,9	5,8
GPL	0,2	0,4	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5
CEI	2,9	4,8	5,0	4,8	5,0	4,8	4,8
Autres	0,9	0,4	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3
CD/Log col	1,1	0,4	0,5	0,5	0,4	0,5	0,4
Elec	0,5	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Autres	0,6	0,2	0,3	0,3	0,2	0,3	0,3
CD/Mais ind.	3,2	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5
Elec	1,2	0,8	0,9	0,5	0,5	0,8	0,9
Autres	2,0	0,6	0,5	1,0	1,0	0,7	0,6
Total	22,1	25,6	27,1	25,7	27,1	25,7	27,1
Log col.	9,5	10,8	11,2	10,9	11,2	11,1	11,7
Mais ind.	12,6	14,8	15,9	14,8	15,9	14,6	15,4

Tableau A8
Consommation totale par usage - Résidentiel

Total cons.		S1		S2		S3	
Mtep	1992	2010	2020	2010	2020	2010	2020
Chauffage	39,1	44,5	47,6	42,3	43,2	39,6	38,0
Eau chaude	6,0	6,3	6,4	6,3	6,5	6,3	6,5
Cuisson	3,3	3,9	3,8	3,9	3,8	3,9	3,8
Elec spécif.	9,1	17,6	19,8	15,7	16,8	14,1	13,9
Total	57,5	72,3	77,6	68,2	70,3	63,9	62,2

Source des valeurs 1992 : ENERDATA

Tableau A9
Chauffage par source - résidentiel

Chauffage Mtep	1992	S1		S2		S3	
		2010	2020	2010	2020	2010	2020
Fioul	8,7	7,5	7	6,7	6,1	6,5	5,3
Gaz	9,4	14,4	16,7	13,5	14,4	12,3	12,1
Charbon	1,4	0,3	0,1	0,2	0,0	0,1	0,0
GPL	0,6	0,7	0,9	0,7	0,8	0,6	0,8
Électricité	9,9	13,3	14,1	12,8	12,8	12,1	11,7
Autres	9,1	8,3	8,8	8,3	8,5	8,0	8,1
Total	39,1	44,5	47,6	42,3	43,2	39,6	38,0

Source des valeurs 1992 : ENERDATA

Tableau A10
Consommation énergétique totale par source
(tous usages) - résidentiel

Résidentiel (Mtep)	Scénarios	1992	2010	2020	% 2020/1992
Fioul	S1	9,7	8,1	7,7	-20,6
	S2	9,7	7,7	6,8	-30
	S3	9,7	7,1	6,0	-38
Gaz	S1	11,2	16,9	19,5	+74
	S2	11,2	15,9	17,2	+54
	S3	11,2	14,8	14,9	+33
Charbon	S1	1,5	0,3	0,1	-93
	S2	1,5	0,2	0,0	-100
	S3	1,5	0,1	0,0	-100
GPL	S1	1,7	1,9	1,7	-
	S2	1,7	1,8	1,7	-
	S3	1,7	1,8	1,6	-6
Électricité	S1	24,1	36,6	39,4	+63
	S2	24,1	34,3	36,0	+49
	S3	24,1	32,0	31,5	+31
Autres	S1	9,3	8,5	8,8	-5
	S2	9,3	8,3	8,6	-7,5
	S3	9,3	8,1	8,2	-12
Total	S1	57,5	72,3	77,6	+35
	S2	57,5	68,2	70,3	+22
	S3	57,5	63,9	62,2	+8

Source des valeurs 1992 : ENERDATA

Tableau A11
Évolution du parc par mode de chauffage -tertiaire

Tertiaire (Mm²)	1992	2010	2020
Fioul	214	93	45
Gaz	255	543	663
Électricité	145	213	238
Autres	76	56	54
Total	690	875	1000

Tableau A12
Consommation énergétique totale par usage - tertiaire

Tertiaire Consom. (Mtep)	1992	S1		S2		S3	
		2010	2020	2010	2020	2010	2020
Chauffage	11,1	14,1	16,1	13,5	13,8	13,2	13,9
Autres us. therm.	4	8	10,4	8,6	11,1	7,6	7,9
Électricité spécif.	14	20,3	20,5	18,3	17,5	16,1	13,8
Total	29	42,4	47,0	40,4	42,4	37	35,6

Tableau A13
Consommation énergétique totale par source (tous usages) - tertiaire

Tertiaire (Mtep)	Scénarios	1992	2010	2020	% 2020/1992
Fioul – GPL	S1	5,4	5,6	5,5	+1,8
	S2	5,4	5,6	5,4	-
	S3	5,4	5,5	5,1	-5,5
Gaz	S1	4,4	8,1	10,5	+139
	S2	4,4	7,7	9,8	+123
	S3	4,4	7,3	8,5	+93
Charbon	S1	0,3	0,2	0,1	-67
	S2	0,3	0,1	0,1	-67
	S3	0,3	0,1	0,1	-67
Électricité	S1	18,9	27,6	30	+59
	S2	18,9	26,2	26,2	+39
	S3	18,9	23,3	21,1	+12
Autres	S1	0	0,9	0,9	-
	S2	0	0,8	0,9	-
	S3	0	0,8	0,8	-
Total	S1	29,0	42,4	47	+62
	S2	29,0	40,4	42,4	+46
	S3	29,0	37	35,6	+23

Source des valeurs 1992 : ENERDATA

Tableau A14
Hypothèses quantifiées sur la demande d'électricité et les exportations -
électricité - Variante 40 ans

en TWh	S1		S2		S3	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020
Demande finale usagers	458	514	443	482	417	433
Consom. du secteur électrique	32	17	32	17	30	17
Pertes Réseau	40	44	38	42	36	38
Consommation Nationale ¹	530	575	513	541	483	488
Exportations ²	50	50	70	70	30	30
Total	580	625	583	611	513	518

Tableau A15
Parc de production - électricité - Variante 40 ans

GW garantis en hiver	S1		S2		S3	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020
PARC EXISTANT						
- Nucléaire	55,5	47,1	55,5	47,1	55,5	47,1
- Charbon	6,7	5,8	6,7	5,8	6,0	5,1
- Fioul	5,4	5,4	5,4	5,4	3	3
- Turbines à comb.	0,7	0,5	0,7	0,5	0,7	0,5
- Diesel de pointe	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
- Autoproduction-cogénération	1,5	0,5	1,5	0,5	1,5	0,5
S/TOTAL existant	70,7	60,2	70,7	60,2	67,6	57,1
NOUVEAUX ÉQUIPEM.						
Nucléaire	0	0	0	6,7	0	0
Cycle combiné gaz	0,7	16,1	0,9	7	0	0
Turbines à comb.	6,7	6,8	5,8	4,8	0	2,9
Cogénération	4	6	4	6	6,5	8
Éolien	0,1	0,1	0,4	0,8	1	2
Divers	0,6	0,6	1,3	1,6	1,3	1,3
S/TOTAL nouveaux équipements	12,1	29,6	12,4	26,9	8,8	14,2
TOTAL	82,8	89,8	83,1	87,1	76,4	71,3

(1) dont la Corse

(2) dont les participations étrangères pour 11 TWh

Tableau A16
Hypothèses de coûts pour le choix d'équipements - électricité

Scénarios	Types de coûts	Taux d'actua- lisation	Paramètres de coûts	Types d'équipements (F96/kW pour l'investissement cF96/kWh pour l'exploitation)		
S1	Coûts fixes	8%	Investissement Charges fixes Durée de vie économique Coût d'anticipation	Nucléaire	Gaz CC	TAC
				11486	3500	2000
				191	72	39
				40 ans	30 ans	25 ans
	1190	504	233			
	Coûts proportionnels (combustibles exploitation)		2000	4,6	12,9	46,9
			Année 2010	4,6	15,6	55,1
2020			4,6	16,6	57,8	
S2	Coûts fixes	12%	Investissement Charges fixes Durée de vie économique Coût d'anticipation	12603	3750	2100
				215	72	39
				30 ans	30 ans	25 ans
				1839	647	311
	Coûts proportionnels (combustibles exploitation)		2000	5,2	12,9	46,9
			Année 2010	5,2	15,6	55,1
			2020	5,2	16,6	57,8
S3	Coûts fixes	8%	Investissement Charges fixes Durée de vie économique Coût d'anticipation	12603	3750	2100
				215	72	39
				30 ans	30 ans	25 ans
				1839	647	311
	Coûts proportionnels (combustibles exploitation)		2000	5,2	12,9	46,9
			Année 2010	5,2	15,6	55,1
			2020	5,2	16,6	57,8

Pour S1 et S3, on retient des réacteurs de type EPR avec une disponibilité de 90%. Pour S1 on retient le N4 amélioré avec une disponibilité de 84%. Le coût de l'EPR correspond à une hypothèse normative de surcoût d'investissement de 3% par rapport au N4 2ème train.

Le coût d'investissement des TAC dans S2 correspond à une baisse de 15% par rapport au coût de référence retenu par la Digeo. Cette baisse est conforme à celle retenue sur le cycle combiné pour le moyen et long terme.

Tableau A17
Bilans énergétiques de la production - électricité - variante 40 ans

SCÉNARIO en TWh	1995	S1		S2		S3	
		2010	2020	2010	2020	2010	2020
Demande France	397,3	530	575	513	541	483	488
Exportation	69,8	50	50	70	70	30	30
Pompage	4,2	7,9	2,9	8,1	7,5	0,9	5,8
TOTAL DEMANDE	471,3	587,9	627,9	591,1	618,5	513,9	523,8
Hydraulique	75,8	73,5	70	73,7	73,3	68,6	72,1
Nucléaire	358,8	435,7	381,3	434,7	427,7	374,2	355,1
Thermique et Éolien	36,7	78,7	176,5	82,7	117,5	71	96,6
Charbon	22,3	24,3	26,8	22,2	20,9	1,2	11,1
Fioul (TAC)	1,7	11,3	11,9	9,3	9,9	1,4	5,9
Gaz	1,7	2,7	91,9	3,2	27,7	-	-
Autoproduction et cogénération	11	34,5	40	34,5	40	49,7	52,2
Éolien	-	0,9	0,9	3,5	7	8,7	17,4
Divers	-	5	5	10	12	10	10
TOTAL OFFRE	471,3	587,9	627,8	591,1	618,5	513,9	523,8

Tableau A18
Consommation d'énergie primaire pour la production
- électricité - variante 40 ans

en Mtep	S1		S2		S3	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020
Gaz (CCG)	0,4	13,4	0,5	4	-	-
Fioul	2,5	2,6	2,1	2,2	0,3	1,3
Charbon	5,6	6,1	5,1	4,8	0,3	2,5
Gaz (cogénération)	3,3	5,2	3,3	5,2	5,5	6,9
TOTAL	11,8	27,3	11	16,2	6,1	10,7

Tableau A19
Parc de production - électricité - variante 30 ans

GW garantis en hiver	S1		S2		S3	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020
PARC EXISTANT						
- Nucléaire	47,1	8,2	47,1	8,2	47,1	8,2
- Charbon	6,7	5,8	6,7	5,8	6	5,1
- Fioul	5,4	5,4	5,4	5,4	3	3
- Turbines à combustion	0,7	0,5	0,7	0,5	0,7	0,5
- Diesel de pointe	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
- Autoproduction - cogénération	1,5	0,5	1,5	0,5	1,5	0,5
S/TOTAL existant	62,3	21,3	62,3	21,3	59,2	18,2
NOUVEAUX ÉQUIPEM.						
- Nucléaire	0	0	2,7	43,7	0	30
- Cycles combinés gaz	9	50,7	6,7	8,5	0	8,5
- Turbines à combustion	6,7	6,9	5,8	5,7	3,3	3,2
- Cogénération	4	6	4	6	6,5	8
- Éolien	0,1	0,1	0,4	0,8	1	2
- Divers	0,6	0,6	1,3	1,6	1,3	1,3
S/TOTAL nouveaux équipements	20,4	64,3	20,9	66,3	12,1	53
TOTAL	82,7	85,6	83,2	87,6	71,3	71,2

Tableau A20
Bilans énergétiques de la production - électricité - variante 30 ans

SCÉNARIO		S1		S2		S3	
		2010	2020	2010	2020	2010	2020
en TWh	1995						
Demande France	397,3	530	575	513	541	483	488
Exportation	69,8	50	20	70	70	30	30
Pompage	4,2	3,8	1,2	5,5	7,7	6,7	6,8
TOTAL DEMANDE	471,3	583,8	596,2	588,5	618,7	519,7	524,8
Hydraulique	75,8	70,7	68,9	71,9	73,4	72,7	72,8
Nucléaire	358,8	380,4	75,6	400,7	423,2	361,0	317,2
Thermique et Éolien	36,7	132,7	451,7	115,9	122,1	86	134,8
dont charbon	22,3	32,3	26,5	27,7	20,5	13,1	18,0
dont fioul (TAC)	1,7	11,5	11,6	9,4	10,3	4,5	6,5
dont gaz (cycle combiné)	-	48,5	367,7	30,8	32,3	-	30,7
dont autoproduction et cogénération	11	34,5	40	34,5	40	49,7	52,2
dont éolien	-	0,9	0,9	3,5	7	8,7	17,4
dont divers	-	5	5	10	12	10	10
TOTAL OFFRE	471,3	583,8	596,2	588,5	618,7	519,7	524,8

Tableau A21
Consommation d'énergie primaire pour la production
- électricité - variante 30 ans

en Mtep	S1		S2		S3	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020
Gaz (CCG)	7,1	53,6	4,5	4,7	-	4,5
Fioul	2,6	2,6	2,1	2,3	1	1,4
Charbon	7,4	6,1	6,3	4,7	3	4,1
Gaz (cogénération)	3,3	5,2	3,3	5,2	5,5	5,9
TOTAL	20,4	67,5	16,2	16,9	9,5	16,9

Tableau A22
Demande et approvisionnement en produits raffinés - raffinage pétrolier

S1 (Mt)	Production		Imports		Exports		Consommation		
	2010	2020	2010	2020	2010	2020	1992	2010	2020
GPL	3,8	2,8	0,4	1,2	0,0	0,0	3	4,2	4,0
Naphta + Bases	9,4	9,6	3,0	5,2	0,0	0,0	12,4	12,4	14,8
Essences	14,4	11,0	3,1	10,1	2,4	2,4	17,5	16,10	17,7
Carburéact.	5,3	4,7	1,3	3,8	0,0	0,0	4,2	6,6	8,5
Gazole	22,7	19,5	13,4	24,7	0,8	0,8	20,2	35,3	44,4
Fuel dom.	6,9	8,1	11,5	9,7	0,8	0,8	17,9	17,6	17,0
Fuels lourds	6,4	8,4	3,2	0,1	2,0	0,0	5	7,6	8,5
Autres	5,3	5,6	1,5	1,5	0,0	0,0	6,8	6,8	7,1
TOTAL	74,1	69,6	37,6	56,4	6,0	4,0	87	105,6	122,0
S2									
GPL	4,0	2,9	0,6	2,5	0,0	0,0	3	4,6	5,4
Naphta + Ba	10,1	10,9	3,3	5,9	0,0	0,0	12,4	13,4	16,8
Essences	14,7	12,7	3,8	8,2	2,4	2,4	17,5	16,1	18,5
Carburéact.	6,5	4,6	0,0	3,7	0,0	0,0	4,2	6,5	8,3
Gazole	20,7	23,9	9,9	10,4	0,8	0,8	20,2	29,8	33,5
Fuel dom.	11,3	8,7	6,5	7,9	0,8	0,8	17,9	17,0	15,8
Fuels lourds	9,1	8,9	0,0	0,0	2,2	1,5	5	6,9	7,4
Autres	5,3	5,6	1,5	1,5	0,0	0,0	6,8	6,8	7,1
TOTAL	81,8	78,1	28,5	40,2	6,2	5,5	87	101,1	112,8
S3									
GPL	3,6	3,1	0,9	1,8	0,0	0,0	3	4,5	4,9
Naphta + Ba	7,9	9,1	3,9	3,9	0,0	0,0	12,4	11,8	13,0
Essences	15,4	11,2	2,3	7,0	2,4	2,4	17,5	15,3	15,8
Carburéact.	4,3	4,5	2,2	3,5	0,0	0,0	4,2	6,6	8,1
Gazole	18,9	20,6	4,9	2,9	0,8	0,8	20,2	23,0	22,7
Fuel dom.	10,8	7,7	6,2	7,7	0,8	0,8	17,9	16,3	14,6
Fuels lourds	6,6	7,8	0,0	0,0	2,1	2,2	5	4,5	5,6
Autres	5,1	5,1	1,5	1,6	0,0	0,0	6,8	6,6	6,6
TOTAL	72,6	69,1	22,0	28,4	6,1	6,2	87	88,5	91,3

Tableau A23
Bilan des émissions de CO₂ en 1990

MtC 1990	COMB. SOLIDES	PÉTROLE brut raffiné	GAZ Nat. Ind.	TOTAL	TOTAL réparti
Émissions de la branche énergie					
Raffineries		62,5 -58,5		4,0	
Centrales élec	8,5	1,2	0,2 0,6	10,6	
Pertes et ajust.	1,2	0,5	0,4 -0,4	1,9	
Total (a)	9,7	63,0	-56,9 0,5 0,2	16,5	
Émissions des secteurs de demande énergétique finale (corrigées du climat)					
					%
Industrie	9,4	7,8	6,2 -0,3	23,2	32,2 30,8
Résid. Tertiaire	2,1	15,1	9,2 0,0	26,3	30,0 28,7
Agriculture		2,2	0,1	2,4	2,6 2,5
Transports		36,1		36,1	39,7 38
Total (b)	11,5	61,2	15,5 -0,2	88,0	104,5 100
Émissions totales (corrigées du climat)					
Total (a)+(b)	21,2	67,3	16,0	104,5	104,5

Source : Observatoire de l'énergie

Tableau A24
Bilan des émissions de CO₂ en 1997

MtC 1997	COMB. SOLIDES	PÉTROLE brut raffiné	GAZ Nat. Ind.	TOTAL	TOTAL réparti
Émissions de la branche énergie (corrigées du climat)					
Raffineries		73,8 -69,2		4,6	
Centrales élec	5,9	0,8	0,5 0,5	7,7	
Pertes et ajust.	0,2	0,2	0,0 -0,4	0,2	
Total (a)	6,1	74,0	-68,4 0,7 0,1	12,5	
Émissions des secteurs de demande énergétique finale (corrigées du climat)					
					%
Industrie	7,8	7,2	7,5 -0,2	22,3	28,6 27,6
Résid. Tertiaire	1,3	14,1	11,2 0,0	26,6	29,2 28,2
Agriculture		2,2	0,1	2,3	2,5 2,4
Transports		39,8		39,8	43,3 41,8
Total (b)	9,1	63,3	18,8 -0,2	91,1	103,6 100
Émissions totales (corrigées du climat)					
Total (a)+(b)	15,2	68,9	19,5	103,6	103,60

Source : Observatoire de l'énergie

- Les scénarios énergétiques de la France 2010-2020 -

Tableau A25
Bilan des émissions de CO₂ S1 - 2010 - V40

MtC S1-2010-V40	COMB. SOLIDES	PÉTROLE brut raffiné	GAZ Nat. Ind.		TOTAL	TOTAL réparti
--------------------	------------------	-------------------------	------------------	--	-------	------------------

Émissions de la branche énergie

Raffineries		66,2	-62,1			4,1
Centrales élec	8,3		2,2	6,3	0,5	17,3
Pertes et ajust.	0,9	1,1	1,2	1,7	-0,2	4,7
Total (a)	9,2	67,2	-58,7	8,0	0,3	26,0

Émissions des secteurs de demande énergétique finale

							%
Industrie	7,5		5,6	8,5	-0,3	21,4	33,3
Tertiaire	0,2		4,6	5,3		10,2	12,7
Résidentiel	0,3		8,3	11,0		19,7	24,8
Agriculture			2,2	0,1		2,4	2,7
Transports			51,5			51,5	57,5
Total (b)	8,1		72,3	25,0	-0,3	105,0	131,1

Émissions totales

Total (a)+(b)	17,3	80,8	32,9	131,1	131,1
----------------------	------	------	------	-------	-------

Source : Observatoire de l'énergie

Tableau A26
Bilan des émissions de CO₂ S1 - 2020 - V40

MtC S1-2020-V40	COMB. SOLIDES	PÉTROLE brut raffiné	GAZ Nat. Ind.		TOTAL	TOTAL réparti
--------------------	------------------	-------------------------	------------------	--	-------	------------------

Émissions de la branche énergie

Raffineries		61,8	-58,0			3,7
Centrales élec	6,9		2,2	11,6	0,5	21,2
Pertes et ajust.	0,8	1,1	1,9	2,1	-0,2	5,8
Total (a)	7,7	62,8	-53,9	13,7	0,3	30,7

Émissions des secteurs de demande énergétique finale

							%
Industrie	7,3		6,0	9,4	-0,3	22,4	34,9
Tertiaire	0,1		4,6	6,9		11,5	15,5
Résidentiel	0,1		7,8	12,7		20,6	27,8
Agriculture			2,2	0,1		2,4	2,7
Transports			62,6			62,6	69,3
Total (b)	7,5		83,2	29,1	-0,3	119,5	150,2

Émissions totales

Total (a)+(b)	15,2	92,1	42,9	150,2	150,2
----------------------	------	------	------	-------	-------

Source : Observatoire de l'énergie

Tableau A27
Bilan des émissions de CO₂ S1 - 2020 - V30

MtC S1-2020-V30	COMB. SOLIDES	PÉTROLE brut raffiné	GAZ Nat. Ind.	TOTAL	TOTAL réparti
--------------------	------------------	-------------------------	------------------	-------	------------------

Émissions de la branche énergie

Raffineries		61,8	-58,0		3,7
Centrales élec	6,9		2,2	40,8	0,5
Pertes et ajust.	0,8	1,1	1,9	3,4	-0,2
Total (a)	7,7	62,8	-53,9	44,2	0,3

Émissions des secteurs de demande énergétique finale

%

Industrie	7,3	6,0	9,4	-0,3	22,4	44,5	24,6
Tertiaire	0,1	4,6	6,9		11,5	22,7	12,6
Résidentiel	0,1	7,8	12,7		20,6	41,3	22,6
Agriculture		2,2	0,1		2,4	2,8	1,5
Transports		62,6			62,6	69,3	38,4
Total (b)	7,5	83,2	29,1	-0,3	119,5	180,7	100

Émissions totales

Total (a)+(b)	15,2	92,1	73,3	180,7	180,7
----------------------	-------------	-------------	-------------	--------------	--------------

Source : Observatoire de l'énergie

Tableau A28
Bilan des émissions de CO₂ S2 – 2010 - V40

MtC S2-2010-V40	COMB. SOLIDES	PÉTROLE brut raffiné	GAZ Nat. Ind.	TOTAL	TOTAL réparti
--------------------	------------------	-------------------------	------------------	-------	------------------

Émissions de la branche énergie

Raffineries		72,9	-68,5		4,4
Centrales élec	5,7		1,8	2,0	0,5
Pertes et ajust.	0,9	1,2	1,6	1,5	-0,2
Total (a)	6,6	74,1	-65,1	3,5	0,3

Émissions des secteurs de demande énergétique finale

%

Industrie	8,0	5,4	8,2	-0,3	21,2	29,6	24,9
Tertiaire	0,1	4,6	5,0		9,8	11,3	9,5
Résidentiel	0,2	7,9	10,4		18,5	21,4	18,0
Agriculture		2,2	0,1		2,4	2,7	2,3
Transports		47,7			47,7	54,0	45,4
Total (b)	8,3	67,9	23,7	-0,3	99,6	119,0	100

Émissions totales

Total (a)+(b)	15,0	76,9	27,2	119,0	119,0
----------------------	-------------	-------------	-------------	--------------	--------------

Source : Observatoire de l'énergie

- Les scénarios énergétiques de la France 2010-2020 -

Tableau A29
Bilan des émissions de CO₂ S2 - 2020 - V40

MtC S2-2020-V40	COMB. SOLIDES	PÉTROLE brut raffiné	GAZ Nat. Ind.	TOTAL	TOTAL réparti	
Émissions de la branche énergie						
Raffineries		69,6 -65,2		4,5		
Centrales élec	5,4	1,9	5,5 0,5	13,3		
Pertes et ajust.	0,9	1,2 2,5	1,7 -0,2	6,1		
Total (a)	6,2	70,9 -60,8	7,2 0,3	23,8		
Émissions des secteurs de demande énergétique finale						%
Industrie	7,6	5,4	8,5 -0,3	21,2	30,5	23,2
Tertiaire	0,1	4,5	6,4	11,0	13,6	10,3
Résidentiel		7,1	11,2	18,3	22,5	17,1
Agriculture		2,2	0,1	2,4	2,7	2,1
Transports		54,9		54,9	62,3	47,3
Total (b)	7,7	74,0	26,3 -0,3	107,7	131,6	100
Émissions totales						
Total (a)+(b)	14,0	84,1	33,5	131,6	131,6	

Source : Observatoire de l'énergie

Tableau A30
Bilan des émissions de CO₂ S2 - 2020 - V30

MtC S2-2020-V30	COMB. SOLIDES	PÉTROLE brut raffiné	GAZ Nat. Ind.	TOTAL	TOTAL réparti	
Émissions de la branche énergie						
Raffineries		69,6 -65,2		4,5		
Centrales élec	5,3	1,9	5,9 0,5	13,7		
Pertes et ajust.	0,9	1,2 2,4	1,8 -0,2	6,0		
Total (a)	6,1	70,9 -60,8	7,7 0,3	24,2		
Émissions des secteurs de demande énergétique finale						%
Industrie	7,6	5,4	8,5 -0,3	21,2	30,5	23,1
Tertiaire	0,1	4,5	6,4	11,0	13,7	10,4
Résidentiel		7,1	11,2	18,3	22,7	17,2
Agriculture		2,2	0,1	2,4	2,7	2,0
Transports		54,9		54,9	62,3	47,2
Total (b)	7,7	74,0	26,3 -0,3	107,7	131,9	100
Émissions totales						
Total (a)+(b)	13,9	84,1	34,0	131,9	131,9	

Source : Observatoire de l'énergie

Tableau A31
Bilan des émissions de CO₂ S3 - 2010 - V40

MtC S3-2010-V40	COMB. SOLIDES	PÉTROLE brut raffiné	GAZ Nat. Ind.	TOTAL	TOTAL réparti
--------------------	------------------	-------------------------	------------------	-------	------------------

Émissions de la branche énergie

Emissions de la branche énergie						
Raffineries		65,0	-60,9			4,1
Centrales élec	0,3		0,3	3,1	0,5	4,2
Pertes et ajust.	0,7	1,0	1,2	1,4	-0,2	4,1
Total (a)	1,0	66,0	-59,4	4,5	0,3	12,4

Émissions des secteurs de demande énergétique finale

%

Industrie	6,4	4,9	7,3	-0,3	18,3	21,4	21,1
Tertiaire	0,1	4,6	4,8		9,4	11,0	10,9
Résidentiel	0,1	7,4	9,7		17,2	20,1	19,8
Agriculture		2,2	0,1		2,4	2,6	2,6
Transports		41,7			41,7	46,1	45,5
Total (b)	6,6	60,8	21,9	-0,3	89,0	101,3	100

Émissions totales

Total (a)+(b)	7,7	67,2	26,4	101,3	101,3
----------------------	-----	------	------	-------	-------

Source : Observatoire de l'énergie

Tableau A32
Bilan des émissions de CO₂ S3 - 2020 - V40

MtC S3-2020-V40	COMB. SOLIDES	PÉTROLE brut raffiné	GAZ Nat. Ind.	TOTAL	TOTAL réparti
--------------------	------------------	-------------------------	------------------	-------	------------------

Émissions de la branche énergie

Emissions de la branche énergie						
Raffineries		61,6	-57,7			3,9
Centrales élec	2,8		1,1	4,0	0,5	8,4
Pertes et ajust.	0,7	1,1	1,7	1,5	-0,2	4,8
Total (a)	3.5	62.7	-54.9	5.5	0.3	17.1

Émissions des secteurs de demande énergétique finale

%

Industrie	5,9	4,6	7,2	-0,3	17,4	23,2	21,9
Tertiaire	0,1	4,2	5,6		9,9	12,0	11,3
Résidentiel		6,3	9,7		16,0	19,4	18,3
Agriculture		2,3	0,1		2,4	2,7	2,5
Transports		43,3			43,3	48,9	46,1
Total (b)	6,0	60,7	22,6	-0,3	89,0	106,1	100

Émissions totales

Total (a)+(b)	9,4	68,6	26,4	106,1	106,1
----------------------	-----	------	------	-------	-------

Source : Observatoire de l'énergie

Tableau A33
Bilan des émissions de CO₂ S3 - 2020 - V30

MtC S3-2020-V30	COMB. SOLIDES	PÉTROLE brut raffiné	GAZ Nat. Ind.		TOTAL	TOTAL réparti	
Émissions de la branche énergie							
Raffineries		61,6	-57,7		3,9		
Centrales élec	4,6		1,2	6,9	0,5	13,2	
Pertes et ajust.	0,7	1,1	1,6	1,6	-0,2	4,8	
Total (a)	5,3	62,7	-54,9	8,6	0,3	22,0	
Émissions des secteurs de demande énergétique finale							%
Industrie	5,8	4,6	7,2	-0,3	17,4	25,9	21,9
Tertiaire	0,1	4,2	5,6		9,9	12,8	11,3
Résidentiel		6,3	9,7		16,0	20,7	18,3
Agriculture		2,3	0,1		2,4	2,7	2,5
Transports		43,3			43,3	48,9	46,1
Total (b)	6,0	60,7	22,6	-0,3	89,0	111,0	100
Émissions totales							
Total (a)+(b)	11,2	68,6	31,2		111,0	111,0	

Source : Observatoire de l'énergie